



Kalle H.M. Nurmi

## **Kombivoimalaitoksen joustava käyttö sähkön ja lämmön yhteistuotannossa**

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten.

Espoossa 13.11.2014

Valvoja: Professori Markku Lampinen

Ohjaaja: Diplomi-insinööri Taneli Lampinen

---

**Tekijä** Kalle H.M. Nurmi

---

**Työn nimi** Kombivoimalaitoksen joustava käyttö sähkön ja lämmön yhteistuotannossa

---

**Koulutusohjelma** Energia- ja LVI-tekniikan koulutusohjelma

---

**Pääaine** Energiatekniikka

**Professuurikoodi** Ene-39

---

**Työn valvoja** Professori Markku Lampinen

---

**Työn ohjaaja** Diplomi-insinööri Taneli Lampinen

---

**Päivämäärä** 13.11.2014

**Sivumäärä** 62 + 5

**Kieli** suomi

---

### Tiivistelmä

Sähkön ja lämmön yhteistuotannossa olevalle kaasukombivoimalaitokselle syntyy tarve joustavaan käyttöön, kun sekä sähkön hinta että kaukolämmön kulutus vaihtelevat merkittävästi jopa yhden päivän aikana. Kaikki peruskuormasta poikkeavat ajo-tilanteet voidaan määritellä joustavaksi käytöksi. Kombivoimalaitoksella voidaan esimerkiksi ajaa minimitehoa tai syklittäistä ajoa säännöllisillä seisokeilla. Kirjallisuuden perusteella syklittäisen käytön ominaisuuksia on parannettu muun muassa lämmöntalteenottokattilan ohituspiipulla ja ylösajojen optimoinnilla. Kaukolämpöverkon joustavuutta on esimerkiksi lämpöakkujen käyttö tasaamaan tuotannon ja kulutuksen vaihtelua.

Työssä tutkittiin Vuosaaren voimalaitosten (A ja B) ylösajoja, sekä VuB:n osalta myös kaasuturbiinien minimitehon alentamista ja reduktioajon kehittämisen hyötyjä. Laitoksilta pyrittiin löytämään sellaiset rajoitteet ja toimintatavat, joihin puuttumalla saavutettaisiin joko ajallisia tai rahallisia säästöjä joustavan käytön kehittämiseksi. Aineistona käytettiin laitoksen dokumentaatiota ja keskusteluja toimintatapojen selvittämiseksi, sähkön tuntihintahistoriaa sekä mittauksia voimalaitoksien eri toimintatapoista. Tutkimus rajattiin teknisiin mahdollisuuksiin ja energiakustannuksiin: syklittäisen ajon vaikutusta kunnossapitoon on syytä arvioida vielä tarkemmin.

Tutkimuksessa havaittiin useita mahdollisia tapoja kehittää joustavan käytön ominaisuuksia Vuosaaren voimalaitoksilla. Ensisijaisina toimenpiteinä suositeltiin toimintatapojen täsmällisempää kuvausta vaihtelujen vähentämiseksi, ja pyrkimystä käynnistyksissä muodostuvan lämpöenergian tehokkaampaan talteenottoon. VuB:n reduktioajon toimintavarma mahdollistaminen olisi investointina hyvin kannattava. Kaasuturbiinien minimitehoa voisi höyryprosessin kannalta alentaa, ja siitä voi saada taloudellista hyötyä, mutta muutos vaatii vielä lisäselvityksiä. Myös käynnistysten lämmitysvaiheiden nopeuttamiseen tähtääviä toimenpiteitä tutkittiin. Reduktioajon ja minitehon alentamisen ohella myös syklittäinen käyttö voi nykyisillään hinnoilla tarjota tasaista ajoa parempia tuottomahdollisuuksia myös yhteistuotannossa.

---

**Avainsanat** Yhteistuotanto, CHP, kombivoimalaitos, CCGT, kaukolämpö, sähkömarkkinat

---

---

**Author** Kalle H.M. Nurmi

---

**Title of thesis** Flexible operation of CCGT plant in cogeneration

---

**Degree programme** Degree Programme in Energy Engineering and HVAC

---

**Major** Energy Technology

**Code of professorship** Ene-39

---

**Thesis supervisor** Professor Markku Lampinen

---

**Thesis advisor** Taneli Lampinen, M.Sc. (Tech.)

---

**Date** 13.11.2014

**Number of pages** 62 + 5

**Language** Finnish

---

### **Abstract**

A combined cycle gas turbine power plant (CCGT) in combined heat and power (CHP) production has to be used flexibly when heat consumption and electricity prices vary daily. Flexible use means all other working points than base load. For example, a CCGT plant can be operated on minimum power or cyclic. Based on literature, cyclic operation features have been improved by optimizing start-ups and by using a stack bypass in parallel with heat recovery steam generator. The flexibility of district heating system can be increased by using heat accumulators.

In this thesis, the start-ups of Vuosaari power plants (A and B) were studied. Gas turbine minimum power reduction and reduction operation of steam cycle were also studied regarding Vuosaari B. The goal was to find constraints and procedures which limit the flexible use and propose actions to improve flexible features to either save time or reduce costs. Power plant documentation, interviews, electricity market price data and power plant measurements were used. The topic was limited to technical possibilities and energy prices so that cyclic operation effects on maintenance have to be studied separately.

Several possibilities to improve flexible operation features at Vuosaari were discovered. More accurate start-up descriptions and more efficient heat recovery during start-ups are suggested. The reduction operation of VuB proved to be profitable. Gas turbine minimum power could be lowered profitably but additional analysis is required. Some options for accelerating component heating were also studied but they were categorized as secondary options. In addition to cost-effective investments, cyclic use might offer extra revenues even with current electricity prices and variations.

---

**Keywords** Cogeneration, CHP, combined cycle, CCGT, district heating, electricity markets

---

## Alkusanat

Työ toteutettiin Helsingin Energian palveluksessa Vuosaaren voimalaitoksilla. Aihevalinta perustui työnantajan tulevaisuuden tarpeisiin, ja oli tästä syystä minun kannaltani erittäin mielenkiintoinen. Oli alun alkaenkin selvää, että työn tulokset eivät jämahdä kenenkään pöytälaatikkoon, koska voimalaitosten entistä joustavampi käyttö on tulevaisuudessa välttämätöntä. Mielenkiintoisuutta korostaa myös aiheen laajuus ja monipuolisuus: eurojen ja megawattituntien lisäksi piti ajatella muun muassa voimalaitoskomponenttien kestävyyttä, voimalaitoksen operointia ja automaation ohjelmia.

Tutkimuksen teko oli erittäin opettavaista, ja oli jännittävää olla todistamassa, kuinka ajattelu- ja toimintatavat sähkömarkkinoilla ja voimalaitoksilla ovat muuttumassa. Pienenä sisältöön liittymättömänä opettavaisena yksityiskohtana on syytä mainita dokumentaation laatu. Esimerkiksi ylösajotaajuus on pitkään ollut varsin matala ja ylösajonopeus siten melko epäolennainen yksityiskohta, minkä vuoksi alkuperäisdokumentaatista voi löytää päätä vaivaavia aukkoja tai epäjohtonmukaisuuksia näin vuosikymmenienkin päästä. Ammattikuntamme on nyt ja jatkossakin kyettävä paremmin varautumaan myös ennalta arvaamattomiin muutoksiin, muun muassa laadukkaalla dokumentaatiolla.

Diplomityön valvojana toimi Energiatekniikan laitoksella työskentelevä sovelletun termodynamiikan professori Markku Lampinen. Kiitän professori Lampista rakentavasta ja ystävällisestä palautteesta diplomityöhöni liittyen, sekä tietenkin perehdytyksestä termodynamiikan saloihin opintojeni aiemmissa vaiheissa.

Haluan kiittää työnantajaani Helsingin Energiaa, kaikkia haastateltuja sekä työtovereitani. Erityiskiitokset kuuluvat voimalaitospäällikkö DI Jyrki Haniojalle ja esimiehelleni DI Taneli Lampiselle tästä haastavasta tehtävästä. Lisäksi kiitän Asko Pylkköä, Jukka Itästä sekä valvomoiden henkilökuntaa erinomaisesta perehdytyksestä voimalaitosten käyttöön sekä vastauksista lukuisiin kysymyksiini.

Viimeiseksi kiitän vaimoani Paulaa, joka antamansa kannustuksen lisäksi on jo vuosia auttanut tasapainottamaan työn ja vapaa-ajan suhdetta.

Espoossa 13.11.2014

Kalle Nurmi

# Sisällysluettelo

ALKUSANAT.....	IV
SISÄLLYSLUETTELO .....	V
MERKINNÄT .....	VII
LYHENTEET.....	IX
<b>1 JOHDANTO.....</b>	<b>1</b>
1.1 TUTKIMUKSEN TAUSTA.....	1
1.2 VOIMALAITOKSEN ESITTELY .....	2
1.2.1 Vuosaari A.....	2
1.2.2 Vuosaari B.....	4
1.3 TUTKIMUSONGELMA .....	6
1.4 TYÖN TAVOITE JA AIHEEN RAJAUS.....	7
<b>2 AINEISTO JA MENETELMÄT.....</b>	<b>8</b>
<b>3 KIRJALLISUUS JA TAUSTA-AINEISTO .....</b>	<b>10</b>
3.1 KESKEISTEN KÄSITTEIDEN MÄÄRITELMÄT.....	10
3.2 VOIMALAITOSTEN JOUSTAVAAN KÄYTTÖÖN LIITTYVÄÄ TUTKIMUSTA JA AINEISTOA .....	11
3.2.1 Empiirinen tutkimus .....	12
3.2.2 Sähkömarkkinoihin liittyvä tutkimus sekä sähkön hintavaihtelut ja -kehitys.....	13
3.2.3 Muutostilanteiden simulointi.....	16
3.2.4 Kaukolämmön hinnoittelu, optimointi ja kulutuksen vaihtelu Helsingissä.....	17
<b>4 VUOSAAREN VOIMALAITOSTEN AJOKÄYTÄNNÖT JA RAJOITTEET .....</b>	<b>20</b>
4.1 VUOSAARI A:N KYLMÄKÄYNNISTYS .....	20
4.1.1 Kuvaus.....	20
4.1.2 Rajoitteet .....	22
4.1.3 Esimerkki.....	23
4.2 VUOSAARI B:N YHDEN KAASUTURBIININ ALAS- JA YLÖSAJO .....	25
4.2.1 Kuvaus.....	25
4.2.2 Rajoitteet .....	26
4.2.3 Esimerkki.....	27
4.3 VUOSAARI B:N REDUKTIOAJO.....	28
4.4 VUOSAARI B:N MINIMITEHONAJO .....	29
4.5 MUUTOSTILANTEIDEN KUSTANNUKSIA .....	29
4.5.1 Lämmön hinnan määrittäminen .....	30
4.5.2 Sähkön hinnan määrittäminen.....	31
4.5.3 Esimerkki.....	34
<b>5 KEHITYSMAHDOLLISUUKSIEN KUVAUS JA ARVIOINTI.....</b>	<b>37</b>
5.1 TOIMINTATAPOJEN JA AUTOMAATION KEHITTÄMINEN .....	37
5.1.1 Automaation ohjelmien laatiminen ja kehittäminen .....	37
5.1.2 Reduktiolämmön nopeampi talteenotto muutostilanteissa .....	40
5.1.3 Muutostilanteiden täsmällisempi kuvaus.....	41
5.2 TEKNISIÄ PROSESSIMUUTOKSIA VAATIVAT MAHDOLLISUUDET .....	42
5.2.1 VuA:n pikasulku-säätöventtiilien uusiminen .....	42
5.2.2 VuA:n pikasulku-säätöventtiilin lämmityslinjan muutokset.....	42
5.2.3 Vuosaari B:n kaukolämpöreduktioventtiilien uusiminen.....	42
5.2.4 Vuosaari B:n kaasuturbiinien minimitehon alentaminen .....	45
5.2.5 Komponenttien lämmittäminen omakäyttöhöyryllä.....	50

<b>6</b>	<b>TULOSTEN TARKASTELU JA POHDINTA.....</b>	<b>52</b>
6.1	KEHITYSVAIHTOEHTOJEN VERTAILU .....	52
6.2	VIRHETARKASTELU .....	53
6.3	JOHTOPÄÄTÖKSET JA SUOSITUKSET .....	55
<b>7</b>	<b>YHTEENVETO .....</b>	<b>57</b>
	<b>LÄHDELUETTELO.....</b>	<b>58</b>
	<b>LIITELUETTELO.....</b>	<b>62</b>

## Merkinnät

$E$	[MWh]	Sähköenergia
$H$	[€/MWh]	Energian hinta
$K$	[€/h]	Kustannus / kate
$P$	[MW]	Sähköteho
$Q$	[MWh]	Energia (polttoaine, lämpö)
$R$	[€]	Tuotto
$T$	[°C]	Lämpötila
$\Delta T$	[K]	Lämpötilaero
$\dot{V}$	[m <sup>3</sup> /s]	Tilavuusvirta
$c_p$	[J/kgK]	Ominaislämpökapasiteetti vakiopaineessa
$\dot{m}$	[kg/s] [t/h]	Massavirta
$n$	[-]	Lukumäärä
$p$	[bar]	Paine
$q_m$	[MJ/kg]	Tehollinen lämpöarvo
$q_v$	[MJ/n-m <sup>3</sup> ]	Tehollinen lämpöarvo kaasumaisille polttoaineille normikuutiota kohden
$\Phi$	[MW]	Lämpöteho (kaukolämpöteho, polttoaineteho)
$\eta$	[-]	Hyötysuhde

**ALAINDEKSIT**

ET	Erillistuotanto
HT	Höryturbiini
KL	Kaukolämpö
KT	Kaasuturbiini
L	Lauhdutusajo, lauhdutin
YT	Yhteistuotanto
as	Alassäätö
gen	Generaattori
h	tuntia
ka	Keskiarvo
kok	kokonais-
l	Lämpö
m	Meri
pa	Polttoaine
po	Päästöoikeus
s	Sähkö-
Spot	Nord Pool Spot -markkinahinta

Työssä käytetään energiamarkkinoiden käytäntöjen mukaisesti megawattitunteja energian yksikkönä ja vastaavasti selkeyden vuoksi megawatteja tehoille. Kohdissa, joissa mittauslaitteiston antama asteikko on höyrylle tonneja tunnissa, sitä on käytetty. Vaaditut muuntokertoimet on esitetty alla:

$$\begin{aligned}
 M &= 10^6 \\
 1 \text{ MWh} &= 3600 \text{ MJ} = 3,6 \times 10^9 \text{ J} \\
 1 \text{ t/h} &= 1/3,6 \text{ kg/s} \approx 0,278 \text{ kg/s}
 \end{aligned}$$



## Lyhenteet

CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine (plant)</i> , kaasukombivoimalaitos
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> , sähkön ja lämmön yhteistuotanto
ET	Erillistuotanto
HT	Höyryturbiini
KKLV	Kattilan kaukolämpövaihdin
KL	Kaukolämpö
KLV	Kaukolämmönvaihdin
KP	Korkeapaine
KT	Kaasuturbiini
MP	Matalapaine
VP	Välipaine
VuA	Vuosaaren A-voimalaitos
VuB	Vuosaaren B-voimalaitos
rpm	Kierrosta minuutissa, $1 \text{ rpm} = 1/60 \text{ 1/s}$

# 1 Johdanto

## 1.1 Tutkimuksen tausta

Eurooppalainen sähkömarkkina on viime vuosikymmenten kuluessa yhdentynyt. Pohjoismaissa sähkön pörssikauppaa on käyty 1990-luvulta lähtien ja Nord Pool on laajentunut viime vuosina Keski-Eurooppaan ja Baltiaan [1]. Lisäksi siirtoyhteyksiä rakennetaan koko ajan lisää Euroopan osien välillä parantaen myös Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan välistä integraatiota [2]. Lisääntynyt uusiutuvan energian tukeminen ja tuotanto mm. Saksassa on jo nyt laskenut Spot-hintaa esimerkiksi Saksan ja Itävallan sähkömarkkinoilla, sekä lisännyt hinnan volatiliiteettia [3]. Sähkön tuntihinnoissa voi Keski-Euroopassa olla huomattavia vaihteluita sekä jopa negatiivisia sähkön hintoja [4].

Yhdentymisen edistyessä ja uusiutuvien energiantuotantomuotojen lisääntyessä voidaan odottaa edellä kuvattua hintakehitystä jossain määrin myös Suomessa. Tästä syystä on tunnistettu tarve hyödyntää myös nykyisiä, sähkön ja lämmön yhteistuotannossa olevia laitoksia entistä joustavammin. Joustava käyttö voi tarkoittaa esimerkiksi osakuorman ajoa tai syklistä käyttöä ylös- ja alasajoineen. Lisäksi lämmöntuotannossa joustavaan käyttöön voidaan laskea kuuluvaksi myös lämpöakkujen hyödyntäminen. Erilaisiin mahdollisuuksiin ja tämän työn rajaukseen palataan myöhemmissä luvuissa.

Kombivoimalaitoksella tarkoitetaan voimalaitosta, jossa kaasuturbiiniprosessin savukaasujen lämpöenergiaa hyödynnetään lämmöntalteenottokattilassa höyryntuotantoon ja saatava höyry käytetään höyryturbiinissa [5]. Tapausesimerkkinä käytettävät Vuosaaren voimalaitokset koostuvat kahdesta laitoksesta (Vuosaari A ja Vuosaari B), jotka molemmat koostuvat kahdesta kaasuturbiinista ja yhdestä höyryturbiinista. Molemmissa voimalaitoksissa on siis kutakin kaasuturbiinia kohden oma generaattori ja lämmöntalteenottokattila, ja yhden höyryturbiinin höyry tuotetaan näissä kahdessa lämmöntalteenottokattilassa. Lisäksi höyryn lauhdutuslämpöä ja savukaasun jälkilämpöä hyödynnetään Helsingin lämmityksessä käytettävän kaukolämmön tuotannossa. Puhutaan siis sähkön ja lämmön yhteistuotannosta kaasukombivoimalaitoksella.

Yhtäläisyyksistä huolimatta kahden voimalaitoksen välillä on merkittävä ero tehossa ja jonkin verran eroa muissa ratkaisuissa ja mahdollisissa ajotavoissa. Suoraa synergiaetua saadaan muun muassa siitä, että yhteisen omakäyttöhöyrylinjan hyödyntäminen nopeuttaa toisen laitoksen ylösajoa toisen ollessa jo käynnissä. Voimalaitosten rakenteeseen syvennyttään tarkemmin seuraavassa alaluvussa ja käyttöominaisuuksiin luvussa 4.

Nykyisellään Vuosaaren voimalaitoksia käytetään hyvin pitkälti peruskuorman ajoon. Erityisesti Vuosaari B on käytössä noin 11 kuukautta vuodessa ja lämmityskaudella myös Vuosaari A:n käyttö on yhtäjaksoista. Kaiken kaikkiaan niin hinnoista, tarpeista kuin riskienhallinnastakin johtuen nykyiset ajokäytännöt painottavat laitosten käytettävyyttä sekä muutostilanteiden ennustettavuutta. Tätä taustaa vasten Vuosaaren voimalaitokset ovat oiva tapausesimerkki kombivoimalaitoksista, joita voisi mahdollisesti käyttää aiempaa joustavammin markkinoiden hintavaihtelun lisääntyessä. Vuosaari B-voimalaitoksen höyryprosessin tehonkorotusmahdollisuuksia on hiljattain tutkittu aiemmassa diplomityössä [6].

## 1.2 Voimalaitoksen esittely

Alla olevassa taulukossa 1 on esitetty rinnakkain A- ja B-voimalaitosten pääarvot nimellisillä ulkolämpötiloilla. Taulukosta on hyvä huomata VuB:n tehojen olevan noin kolminkertaisia A-voimalaitokseen verrattuna, ja sen kokonaishyötysuhde on hieman alle kolme prosenttiyksikköä suurempi. Kumpikin voimalaitos on esitelty tarkemmin omassa alaluvussa.

**Taulukko 1: Vuosaaren voimalaitosten pääarvot**

	<b>VuA</b> (ulkolämpötilassa -5 °C) [7]	<b>VuB</b> (vastapainekäytössä, ulkolämpötilassa 0 °C) [8]
Polttoainetehto $\Phi_{pa}$	363 MW	987 MW
Sähköteho P	165 MW	486 MW
Kaukolämpöteho $\Phi_{KL}$	162 MW	431 MW
Kokonaishyötysuhde $\eta_{kok}$	90,1 %	92,9 %
Rakennusaste $P/\Phi_{KL}$	1,02	1,13

### 1.2.1 Vuosaari A

VuA koostuu kahdesta kaasuturbiiniblokista, johon kuuluu kaasuturbiini ja lämmöntalteenottokattila, ja molemmat blokit syöttävät höyryä samalle höyryturbiinille. Pääpolttoaine on maakaasu ja varapolttoaine on kevyt polttoöljy. Tärkeimpien komponenttien tiedot on koottu taulukkoon 2 ja prosessi on esitetty kuvassa 1. Pumppujen suoritusarvot eivät ole olennaisia tämän työn kannalta, mutta niiden sijoittelu on myös osoitettu kuvassa.

Siemensin valmistamissa kaasuturbiineissa on 17-vyöhykkeinen ahdin, kaksi kolmipolttimista siilomallista polttokammiota sekä 4-vyöhykkeinen turbiini. Yhdessä polttimessa on sekä diffuusio- että esisekoituspoltin maakaasua varten ja öljykyttöä varten oma öljypoltin. Diffuusio- ja esisekoituspolttoa käytetään alle 40 % teholla sekä öljyajoissa, ja tällöin typen oksidipäästöt ovat esisekoituspolttoa korkeammat. Ahtimen kolme ensimmäistä vyöhykettä on varustettu johtosiipisäädöllä. [7]

Lämmöntalteenottokattilat ovat tyypiltään pakkokiertoisia lieriökattiloita, ja savukaasu virtaa alhaalta ylöspäin omalla paineellaan. Savukaasun kulkusuunnassa lämmönsiirrinpakit ovat tulistin, höyrystin, syöttöveden esilämmitin ja kattilan kaukolämmönvaihdtimet (KKLV2 ja KKL1), ja kaikki kattilan lämmönsiirtopinnat koostuvat ripaputkista. Viimeisinä olevien kaukolämmönvaihdtinten avulla savukaasun loppulämpötila saadaan laskettua 52 °C:n. [7]



**Taulukko 2: Vuosaari A:n keskeisiä komponentteja**

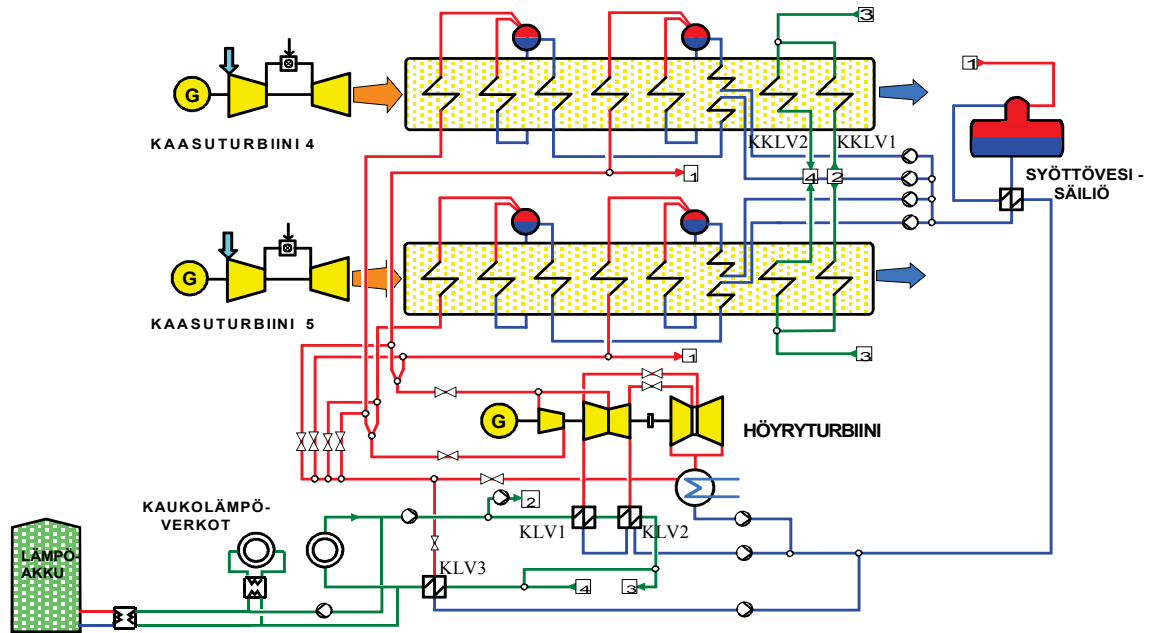
Komponentti	Valmistaja (malli)	Suoritusarvoja
Kaasuturbiinit	Siemens KWU (V64.3)	$P = 63 \text{ MW}$ ( $T_u = -5^\circ\text{C}$ ) $P_{\max} = 68 \text{ MW}$
Lämmöntalteenotto- kattilat	Oy Tampella Ab	$p = 63 \text{ bar}$ $\dot{m}_h = 23,6 \text{ kg/s}$ $T_h = 485^\circ\text{C}$
Höyryturbiini	MAN Gutehoffnungshütte GmbH	$P_{\max} = 43 \text{ MW}$
Kaukolämmönvaihtimet KLV1 ja KLV2	A. Ahlström Oy	$\Phi = 50,6 \text{ MW}$ $\dot{m}_{KL} = 100 \text{ kg/s}$ $\dot{m}_h = 23,6 \text{ kg/s}$
Reduktiolämmönvaihdin KLV3	A. Ahlström Oy	$\Phi = 110 \text{ MW}$ $\dot{m}_h = 45,3 \text{ kg/s}$

### 1.2.2 Vuosaari B

Vuosaari B on pääpiirteiltään hyvin samanlainen kuin VuA: Kaksi kaasuturbiiniblokkia syöttää yhteistä höyryturbiinia. Pääpolttoaineena on maakaasu ja varapolttoaineena kevyt polttoöljy. Merkittäviä eroja on kolme: Kattilassa on kaksi painetasoa (KP ja MP), höyryturbiinissa on kolme pesää, joista yksi on ”lauhdeperä” eli MP-turbiini vaihtoehtona pelkälle vastapaineajolle, ja priimauslämmönvaihdinten sijaan käytetään merivesilauhdutinta. Suoritusarvoja ja prosessin toimintaa on esitelty taulukossa 3 ja kuvassa 2. [8]

Myös VuB:n suuremmissa kaasuturbiineissa on 17-vyöhykkeinen ahdin sekä 4-vyöhykkeinen turbiini. Polttokammiot ovat pystymallisia ja niissä on 8 poltinta kummassakin. Ahtimen ensimmäinen johtosiipivyöhyke on säädettävä. Diffuusiopolttota käytetään alle 40 % teholla sekä öljyajossa, ja korkeammilla tehoilla kaasukäytössä voidaan käyttää esisekoituspolttimia. [8] Diffuusiopolttota ei ympäristöluvan määräyksien vuoksi saada käyttää kuin poikkeustilanteissa ja ylösajoissa. Käytännössä minimiteho pidetään hieman mainittua prosenttilukemaa korkeammalla, jotta säätömahdollisuus säilytetään ilman riskiä polttotavan vaihdosta [9].

Lämmöntalteenottokattilat ovat VuA:sta poiketen vaakasuoraan rakennettuja ja toimivat luonnonkierrolla. Kattilan putket ovat pystysuoria ripaputkia. Savukaasun virtaussuunnassa kattilan lämmönsiirtimet ovat KP-tulistin, KP-höyrystin, KP-eko, MP-tulistin, MP-höyrystin, KP/MP-eko sekä kattilan kaukolämmönvaihtimet KKL2 ja KKL1. Kuvasta 2 poiketen syöttöveden esilämmittimet (eli ekonomaiseri tai ”eko”) on jaettu useampaan pakettiin. Savukaasun loppulämpötilana on  $52^\circ\text{C}$  kuten VuA:ssa. Molempiin painetasoihin on omat, kahdennetut syöttövesipumput. [8]



**Kuva 2: Vuosaari B:n prosessi [10]**

Höyryturbiini on tyypiltään väliottolauhdutusturbiini. Korkeapaineturbiini on yksijuoksuinen, ja siinä on 26 vyöhykettä. KP-pesässä paisunut kattilan KP-höyry yhdistetään kattilan MP-höyryyn ennen välipaineturbiinia. VP-turbiini on asymmetrinen ja kaksijuoksuinen. KLV1:n johtavaan suuntaan on 9 vyöhykettä ja KLV2:n suuntaan 8 vyöhykettä. Matalapaineturbiini on erotettavissa KP- ja VP-turbiinien akselista kytkimellä, ja vastapaine- ja lauhdeajojen lisäksi myös seka-ajo on mahdollista. Matalapaineturbiini on myös kaksijuoksuinen ja asymmetrinen, vyöhykkeitä on yhteensä 5. MP-turbiinin läpi paisunut höyry ohjataan lauhduttimeen. [8]

Kaukolämpöpuolella paluuvdestä pieni osa kulkee KKL1:n kautta, ja pääosa sarjassa KLV1:n ja KLV2:n läpi. Tämän jälkeen virrat yhdistyvät ja kulkevat kattilan KKL2:n läpi. Viimeisenä ennen kaukolämpöverkkoon menoa on reduktiolämmönvaihdin KLV3. Sitä käytetään tyypillisimmin, jos menoveden lämpötilaa on nostettava hyvin korkeaksi, yli 103 °C, tai lämmöntalteenottoon esimerkiksi käynnistyksissä tai alasajoissa. Höyryturbiinin ja kattiloiden suojauskäytössä lauhdutin on ensisijainen vaihtoehto KLV3:n verrattuna, koska esimerkiksi höyryturbiinin pikasulussa kaukolämpökierto ei ehdi reagoida nopeasti lisääntyvään höyrymäärään KLV3:ssa. [8]

VuB:n puolelta kaukolämpö ohjataan kaukolämpötunnelia pitkin Helsingin pääverkkoon. Lisäksi VuB:n valvomosta ohjataan lämmönsiirrasemaa, joka mahdollistaa lämmönsiirron pintaverkon ja pääverkon välillä, sekä voimalaitosten alueella sijaitsevan kaukolämpöakun lataamisen ja purkamisen.

**Taulukko 3: Vuosaari B:n keskeisiä komponentteja [8]**

Komponentti	Valmistaja (malli)	Suoritusarvoja
Kaasuturbiinit	Siemens KWU (V94.2)	$P_{KT4} = 171 \text{ MW}$ ( $T_u = 0^\circ\text{C}$ ) $P_{KT5} = 173 \text{ MW}$ ( $T_u = 0^\circ\text{C}$ ) $P_{\max} = 186 \text{ MW}$
Lämmöntalteenotto-kattilat	Foster Wheeler Energia Oy	$p_{KP} = 74 \text{ bar}$ , $p_{MP} = 6,5 \text{ bar}$ $\dot{m}_{h,KP} = 68,3 \text{ kg/s}$ , $\dot{m}_{h,MP} = 13,9 \text{ kg/s}$ $T_{KP} = 510^\circ\text{C}$ , $T_{MP} = 220^\circ\text{C}$
Höyryturbiini	ABB Stal Ab	$P_{VP} = 140 \text{ MW}$ $P_L = 175 \text{ MW}$
Kaukolämmönvaihdin 1 (KLV1)	Sento	$\Phi = 176 \text{ MW}$ $\dot{m}_{KL} = 2175 \text{ kg/s}$ $\dot{m}_h = 80,8 \text{ kg/s}$
Kaukolämmönvaihdin 2 (KLV2)	Sento	$\Phi = 170 \text{ MW}$ $\dot{m}_{KL} = 2175 \text{ kg/s}$ $\dot{m}_h = 80,6 \text{ kg/s}$
Reduktiolämmönvaihdin KLV3	Sento	$\Phi = 269 \text{ MW}$ $\dot{m}_{KL} = 1286 \text{ kg/s}$ $\dot{m}_h = 106,1 \text{ kg/s}$

### 1.3 Tutkimusongelma

Tutkimusongelma voidaan esittää seuraavien kysymysten muodossa:

- Mitkä tekijät rajoittavat yhteistuotannossa olevan kombivoimalaitoksen joustavaa käyttöä ja mihin nämä rajoitteet perustuvat?
- Millaisilla jatkotoimenpiteillä olemassa olevia rajoitteita voitaisiin välttää tai niiden vaikutusta vähentää?

Espinoza ym. [11] määrittelevät joustavaksi käytöksi kaikki peruskuormasta poikkeavat ajotilanteet, mukaan lukien minimitehonajan. Lisäksi tässä työssä muutostilanteilla tarkoitetaan kaikkia voimalaitoksen tehonmuutostilanteita. Tyypillisin muutostilanne on pieni tehonmuutos voimalaitoksen käydessä, mutta muutostilanteisiin lukeutuvat olennaisesti myös voimalaitoksen tai yksittäisen turbiinin alas- ja ylösajot. Käytetään näitä kahta määritelmää rinnakkain: joustava käyttö on yläkäsite kaikille peruskuormanajosta poikkeaville ajotilanteille sekä syklittäiselle käytölle, ja muutostilanteilla korostetaan niitä hetkiä, jolloin tuotettavaa sähkö- tai lämpötehoa muutetaan.

## 1.4 Työn tavoite ja aiheen rajaus

Yllä olevan määritelmän mukaisia muutostilanteita voi päivittäinkin olla suuri määrä, ja kuten luvussa 4 tullaan huomaamaan, pienet tehonmuutokset voidaan kaasukombiprosessissa tehdä hyvin nopeasti, ja ne rajataan tämän tutkimuksen ulkopuolelle. Syklittäisen käytön mahdollisuuksien selvittämiseksi on tunnettava muutostilanteiden vaiheet sekä kustannukset ja muut riskit.

Vuosaari A:n osalta tutkitaan tilannetta, jossa koko laitos ajetaan ylös yhdellä kaasuturbiinilla ja höyryturbiinilla. Vuosaari B:n osalta tutkitaan seuraavia tilanteita:

1. Yksi kaasuturbiini alas- tai ylösajo toisen kaasuturbiinin ja höyryturbiinin pysyessä käytössä
2. Laitoksen käyttö reduktioajossa
3. Koko laitoksen minimitehonajo yhdellä tai kahdella kaasuturbiinilla

Nämä erot rajauksissa perustuvat toisistaan poikkeaviin tehoihin, ja näiden tilanteiden oletettiin olevan käytännön kannalta merkittävimpiä. Lisäksi VuB:n höyryturbiinissa on tiedossa oleva ja vuonna 2016 korjattavaksi suunniteltu vika. Tällä hetkellä vika rajoittaa kylmäkäynnistysten suorittamista ja siten myös vaikeuttaa VuB:n kylmäkäynnistysten tutkimista.

Lisäksi ylösajojen tapauksessa laitoksille voidaan määritellä erilaisia varallaolo- ja valmiustasoja, mutta niiden saavuttamiseen tai säilyttämiseen tähtäävät toimenpiteet jätetään tarkastelun ulkopuolelle: ajankäytön ja energiankulutuksen ja -tuotannon tarkasteluissa alkuhetkenä pidetään kaasuturbiinin ylösajo-ohjelman käynnistämistä. Ylösajojen tapauksessa syvällisempää tarkastelua rajataan tarvittaessa seisokin pituuden perusteella.

Työssä painotetaan nimenomaan teknisiä rajoitteita ja ratkaisuja. Kustannusesimerkkejä ja tuottolaskelmia tehdään yksinkertaisilla menetelmillä käyttäen hinnoille ja kustannuksille julkisia hintatietoja tai kirjallisuudesta tyypillisiä lukuja. Varsinaisen kaupan käynnin vaikutuksiin tai sen optimointiin ei tässä työssä syvennytä. Lisäksi tehdään havaintoja ja ehdotuksia toiminnan organisointiin liittyen, vaikka pääpaino ei olekaan laitoksen operoinnissa tai johtamisessa.

Työn tavoitteina on:

- Selventää niitä skenaarioita, joihin tulevaisuudessa joudutaan vastaamaan.
- Analysoida aiheen rajauksen mukaista joustavaa käyttöä ja tunnistaa sen kriittiset rajoitteet.
- Esittää joitakin ratkaisuja kriittisimpiin rajoitteisiin sekä arvioida niiden toteutettavuutta ja kannattavuutta.

Lisätään tarkennuksena, että tämän työn puitteissa ei ole mahdollista ratkaista kaikkia joustavaan käyttöön liittyviä ongelmia, tai tehdä yksityiskohtaisia simulointeja tai optimointeja, vaan pikemminkin tunnistaa potentiaalisimmat jatkotutkimuskohteet.



## 2 Aineisto ja menetelmät

Työssä käytetty aineisto koostuu kirjallisuuslähteiden lisäksi laitoksen dokumentaatiosta, haastatteluista sekä voimalaitoksen todellisten ajotilanteiden mittausdatasta. Haastattelujen, dokumentaation ja mittausdatan avulla muodostettiin aikajanat muutostilanteista voimalaitoksen käytössä. Aikajanojen perusteella pyrittiin löytämään kriittiset vaiheet ja rajoitteet, joihin vaikuttamalla muutostilanteen kokonaiskestoa voitaisiin lyhentää laitteen käytettävyyttä vaarantamatta.

Kirjallisuuslähteillä selvitettiin viimeisimmät kehitysaskleet niin voimalaitosten käytön ja suunnittelun kuin sähkön hinnan vaihteluidenkin osalta. Kirjallisuudesta on löydettyvissä vastaavan aihepiirin tutkimusta kaasukombivoimalaitoksista, mutta aiemmat esimerkit eivät yleensä liity CHP-voimalaitokseen, vaan ainoastaan sähkön erillistuotantoon.

Laitoksen dokumentaatio käsittää sekä yksittäisten laitetoimittajien käyttöohjeet että voimalaitoksella sisäisesti laaditut käyttöohjeet. Näiden avulla selvitettiin muutostilanteiden vaiheet sekä kartoitettiin niihin liittyvät rajoitteet. Käyttöhenkilökunnan haastatteluilla selvitettiin järjestelmän rajoitteita ja haasteita niiltä osin, joita ei laitoksen dokumentaatioissa ollut raportoitu. Lisäksi käyttöhenkilökunnan haastattelut auttoivat selvittämään tiettyjä totuttuja käytäntöjä.

Lisäksi haastateltiin Helsingin Energian Salkunhallinta-liiketoimintayksikön asiantuntijoita. Salkunhallinta vastaa kaikkien Helsingin Energian voimalaitosten polttoaineiden hankinnasta, sähkön ja lämmön kaupankäynnistä sekä laitosten ajosuunnitelmista. Näin vastataan paremmin asiakkaan, eli tässä tapauksessa Salkunhallinnan tarpeisiin. Myös kaukolämpövalvomon henkilökuntaa haastateltiin.

Laskelmissa hyödynnettiin esimerkkilaitoksen mittaustietoja todellisista kaupallisista ajotilanteista. Lisäksi osa mittausdatasta on saatu erillisissä koeajoissa kesän 2014 vuosihoitojen päätteeksi. Mittausaineisto kerättiin voimalaitosten automaatiojärjestelmistä, eikä erillisiä mittauksia asennettu tässä työssä. VuA:n pääautomaatio on Siemens Energyn SPPA-T3000 ja VuB:n pääautomaationa on Siemensin Teleperm XP. Varsinaiset mittaustiedot kerättiin pääautomaatioista Fortumin TOPi-järjestelmällä. Yksittäisten käynnistysten seuranta ja arviointi on toteutettu käyttäen TOPin tallentamia minuutikeskiarvoja prosessista. Laitoksen yleisten suoritusarvojen määrittämiseen on käytetty myös tuntikeskiarvoja.

Mittaustietojen hyödyntämiseksi luvussa 5.2.4 käytettiin regressioanalyysiä. Tässä työssä regressioanalyysillä ei etsitty uusia yhteyksiä suureiden välillä, vaan sitä käytettiin tunnettujen yhteyksien kvantifiointiin halutulla vaihteluvälillä. Regressioanalyysi suoritettiin käyttäen Microsoft Excel 2007:n valmiita ominaisuuksia, jotka on kuvattu lähteessä [12]. Regressioanalyysiä menetelmänä on kuvattu esimerkiksi lähteessä [13].

Analyysin apuna käytettiin Nord Pool Spotin Elspot-hintatilastoa vuosilta 2012 ja 2013, Fingridin säätösähkön hinta- ja määrätalastoja vuosilta 2012 ja 2013, sekä Helen Salkunhallinnalta saatua tilastotietoa kaukolämmön kulutuksesta Helsingissä. Hinta- ja

kulutustilastoja hyödynnettiin sopivien parametrien määrittämiseen kannattavuuslaskelmia varten.

Tässä työssä kannattavuusarvioiden menetelmänä käytetään takaisinmaksuaikaa, vaikka yksinään se harvoin riittääkään investointipäätöksen tekemiseen. Menetelmän käytön perusteena on, että työssä tarkemmin arvioitujen toimenpiteiden investointikustannukset ovat melko pieniä ja takaisinmaksuajaltaan lyhyitä, mutta kuitenkin pitkäaikaisia. Toisaalta epävarmuudet ovat hintaskenaarioissa suuria, ja täten takaisinmaksuaikaa voidaan käyttää kriteerinä valittaessa toimenpiteitä jatkosuunnitteluun.

### 3 Kirjallisuus ja tausta-aineisto

#### 3.1 Keskeisten käsitteiden määritelmät

Määritellään olennaiset voimalaitoksesta mitattavat suureet Wiksteniä [5] mukaillen. Kaasuturbiinin osalta hyötysuhde  $\eta_{KT}$  kirjoitetaan

$$\eta_{KT} = \frac{P_{gen,KT}}{\Phi_{pa}} \quad (1)$$

jossa  $\Phi_{pa}$  tarkoittaa polttoainetehoa [MW] ja  $P_{gen,KT}$  [MW] turbiinin akseliin kytketyn generaattorin tuottamaa sähkötehoa.

Kombivoimalaitoksen sähköntuotannon hyötysuhde  $\eta_S$  määritellään

$$\eta_S = \frac{\sum P_{KT:t} + \sum P_{HT:t}}{\sum \Phi_{pa,kok}} \quad (2)$$

ja kokonaishyötysuhde  $\eta_{kok}$

$$\eta_{kok} = \frac{\sum P_{KT:t} + \sum P_{HT:t} + \Phi_{KL}}{\sum \Phi_{pa,kok}} \quad (3)$$

joissa P viittaa kunkin generaattorin tuottamaan sähkötehoon, KT kaasuturbiineihin, HT höyryturbiineihin ja KL kaukolämpöön. Tämä formulointi ei ota kantaa siihen, minkälaisella kytkennällä kaasu- ja höyryturbiinit ovat toisiinsa kytkettyinä, eikä siihen montako kutakin on.

Kaukolämpöteho  $\Phi_{KL}$  lasketaan kaukolämmön meno- ja paluulinjojen välisistä arvoista kaavalla

$$\Phi_{KL} = \dot{m}_{KL} c_p (T_{meno} - T_{paluu}), \quad (4)$$

jossa  $c_p$  on veden ominaislämpökapasiteetti vakiopaineessa.

Polttoainetehon  $\Phi_{pa}$  laskeminen riippuu polttoaineesta ja mittauskelpoisesta suureesta, mutta se voidaan esittää esimerkiksi muodoissa

$$\Phi_{pa} = \dot{m} q_m = \dot{V} q_v \quad (5)$$

joissa  $\dot{m}$  tarkoittaa massavirtaa [kg/s],  $\dot{V}$  tilavuusvirtaa [n-m<sup>3</sup>/s] normaaliolosuhteissa (0 °C ja 1,013 bar [14]), ja  $q$  lämpöarvoa virtaussuureen yksiköitä vastaavalla tavalla ([MJ/kg] tai [MJ/n-m<sup>3</sup>]). Massamuotoa käytetään tyypillisesti kiinteistä polttoaineista sekä nesteistä. Tilavuusperusteista muotoa käytetään kaasuista, ja sen mittaus vaatii käytännössä lisäksi paineen ja lämpötilan mittauksen. Esimerkkejä lämpöarvoista voi löytää muun muassa Tilastokeskuksen polttoaineluokituksista [14].

Lämpöjännityksestä puhuttaessa tarkoitetaan sellaista kappaleeseen syntyvää jännitystä, joka aiheutuu lämpölaajenemisen estyessä kappaleen sisäisistä lämpötilaeroista johtuen.

Lämpöjännityksiä ei tässä työssä käsitellä kvantitatiivisesti, mutta kirjallisuudesta käytökelpoiset kaavat ja esimerkki voimalaitoskomponenttien lämpöjännitysten laskemiseksi ovat löydettävissä muun muassa Shirakawan tutkimuksesta [15].

Spot-hinnalla tarkoitetaan sähkön hintaa, joka määrittyy kutakin toimituspäivää edeltävänä päivänä Nord Pool Spotin Elspot-huutokaupassa [16]. Pohjoismaisen sähköpörssin toisena fyysisiin sähkökauppoihin johtavana markkinana on Elbas, jolla käytävä kauppa loppuu tuntia ennen kohteena olevan tunnin alkamista [17].

Näiden tuotteiden lisäksi Suomen kantaverkon alueella kantaverkkoyhtiö Fingrid käy tuottajien ja kuluttajien kanssa kauppaa säätösähköstä, joka voi olla verkon tilanteesta riippuen joko ylössäätöä tai alassäätöä. Ylössäätö on tuotannon lisäämistä tai kulutuksen vähentämistä, ja tällöin Fingrid ostaa sähköä. Ylössäätöhinnaksi tulee kalleimman kyseisellä tunnilla hyväksytyn ylössäätötarjouksen hinta, mutta kuitenkin vähintään Suomen Spot-aluehinta. Alassäätö on vastaavasti tuotannon vähentämistä tai kulutuksen lisäämistä, ja Fingrid myy sähköä alassäätävälle osapuolelle. Alassäätöhinnaksi tulee halvimman kyseisellä tunnilla hyväksytyn alassäätötarjouksen hinta, mutta enintään Suomen Spot-aluehinta. [18; 19; 20]

Energian hinnoittelutavoissa on syytä huomioida vaihtoehtoiskustannuksen sekä marginaalikustannuksen käsitteet. Vaihtoehtoiskustannuksessa hinnaksi valitaan edullisimman käyttämättä jäävän vaihtoehdon hinta. Kaukolämmölle vaihtoehtoiskustannus voisi olla esimerkiksi lämmön tuottaminen öljykattilalla, suoralla sähköllä tai lämpöpumpulla. Marginaalikustannukseen perustuva hinta tarkoittaa, että hinnaksi valitaan kalleimman tuotetun yksikön tuotantohinta. Täten kaukolämmön marginaalikustannuksena voisi kylmänä aikana olla huippulämpökeskuksessa öljyllä tuotetun lämmön hinta, tai lämpimämmällä säällä yhteistuotantolaitoksessa tuotetun lämmön hinta. [21]

Tässä työssä voimalaitoksen käynnistyksellä tarkoitetaan tilannetta, jossa molemmat kaasuturbiinit ja siten myös höyryturbiini ovat olleet pois käytöstä. Kirjallisuudessa turbiinin käynnistys jaetaan tyypillisesti kuumaan (alle 8 tunnin seisokki, turbiinin metallin lämpötila yli 400 °C), lämpimään (korkeintaan 64 tuntia, lämpötila yli 200 °C) ja kylmään (pidemmät seisokit, lämpötilat alle 200 °C)[22]. Eri luokkien täsmällisissä määritelmissä on poikkeamia eri lähteiden välillä.

### ***3.2 Voimalaitosten joustavaan käyttöön liittyvää tutkimusta ja aineistoa***

Kombivoimalaitosten joustavaan käyttöön liittyvä tutkimus jaetaan tässä työssä neljään haaraan: Ensimmäisen haaran tutkimuksista esitetään empiirisiä kokemuksia joustavasta käytöstä joko energia- ja kustannustehokkuuteen sekä ympäristöystävällisyyteen liittyen tai komponenttien kulumiseen ja huoltoon liittyen. Toinen haara keskittyy taloudellisiin näkökulmiin koko sähköntuotantojärjestelmän kannalta. Kolmas haara keskittyy muutostilanteiden dynaamiseen optimointiin ottaen reunaehtona huomioon jonkin rajoittavan komponentin suurimman sallitun rasituksen. Neljäs huomioitu haara käsittelee kaukolämmön optimaalista tuotantoa.

Olennaisena erona tämän työn viitekehukseen on, että kombivoimalaitoksia tarkastelevassa tutkimuksessa kaukolämmön tuotantoa ei ole mainittu osatekijänä missään niistä artikkeleista, joihin tätä tutkimusta varten on tutustuttu. Toisaalta kaukolämpöverkon optimointia käsittelevissä töissä itse voimalaitoksen dynaamiseen toimintaan ei tyypillisesti ole juuri keskitytty. Alaluvuissa käydään läpi mainittuja haaroja samassa järjestyksessä. Aiemman tutkimuksen ohien yhdistellään alaluvuissa muuta olennaiseksi katsottua tausta-aineistoa.

### 3.2.1 Empiirinen tutkimus

Espinoza ym. listasivat artikkelissaan joustavan käytön seurauksia sekä toimenpidesuosituksia käytön joustavoittamiseen liittyen. Suoria seurauksia ovat lämpöväsytminen, termomekaaninen väsyminen, lämpöjännitykset, kiihtynyt korroosio sekä ympäristönsuojelujärjestelmien heikentynyt toiminta. Vertaamalla käynnistysten määrää sekä suunniteltujen että suunnittelemattomien huoltoseisokkien kokonaiskestoon havaittiin käynnistysten lisäävän molempia. Toimenpide-ehdotuksia annetaan sekä käyttöön että huoltoon. Käytön kannalta mainitaan muun muassa yleinen toimintakulttuurin muutos, henkilökunnan koulutus ja tarvittavan henkilömäärän uudelleenarviointi, jatkuva kehittämisen prosessi, laitoksen suorituskyvyn jatkuva tarkkailu, minimitehon alentamisen selvittäminen sekä automaatiotason kehittäminen. [11]

Bass ym. raportoivat kokeellisia tuloksia todellisen 800 MW:n kaasukombivoimalaitoksen muutostilanteista verraten polttoaineen kulutusta, hiilidioksidipäästöjä ja typenoksidipäästöjä peruskuorma-ajoon. Esimerkiksi polttoaineen kulutus tuotettua sähkömegawattituntia kohti nousi 16–32 % riippuen käynnistysten tyypistä. Kylmäkäynnistys laitoksen täyteen tehoon kesti 8,3 tuntia ja kuumakäynnistys 3,9 tuntia. [23]

Keatley ym. tekivät tilastollisia havaintoja Irlannista, jossa sekä hiili- että kaasukombivoimalaitokset ovat tuulivoiman lisääntytyä joutuneet seuraamaan kuormaa tuotannossaan. Tutkimuksessa havaitaan huoltokulujen korreloivan voimakkaammin käynnistysmäärän kuin kokonaisajotuntimäärän kanssa ja lisäksi esitetään tilastoihin perustuva korrelaatio eri-ikäisten voimalaitosten käynnistyskohtaiseksi huoltokustannukseksi. Esimerkiksi 400 MW:n laitokselle 15. vuoden käynnistyskohtaisiksi huoltokustannuksiksi arvioitiin 9736 € kuumakäynnistykselle, 29 207 € lämpimälle käynnistykselle sekä 48 678 € kylmäkäynnistykselle. [22] Mallin ja aineiston soveltuvuutta tämän tutkimuksen tarkoitukseen voi haitata se, että tässä mallissa kaikki huoltokustannukset kohdistetaan ainoastaan käynnistyksille ja että aineistossa on kaasukombilaitosten lisäksi myös hiilivoimalaitoksia.

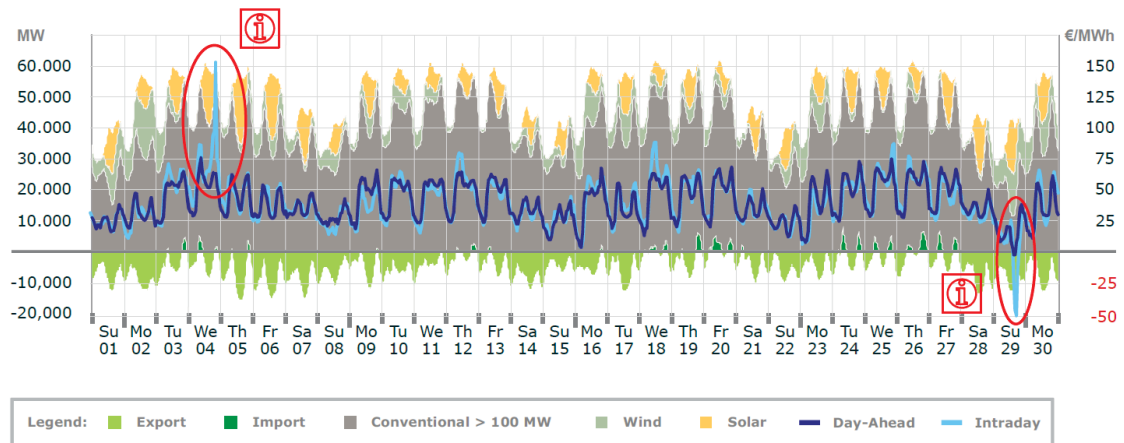
Holdsworth ym. tutkivat sekä kokeellisesti että elementtimenetelmällä (FEM) yhden tyypillisen roottorimateriaalin termomekaanista väsymistä. Tässä tutkimuksessa yhden syklin aikana tapahtuva noin 200 kelvinin lämpötilavaihtelu ei olennaisesti heikentänyt kestävyyttä, mutta suuruusluokassa 400–500 kelviniä olleet lämpötilamuutokset vähensivät suhteellista kestävyyttä ennen murtuman alkamista noin 40–50 % tasalämpöiseen sykliin verrattuna. [24]

### 3.2.2 Sähkömarkkinoihin liittyvä tutkimus sekä sähkön hintavaihtelut ja -kehitys

Kattilan ohituspiipun avulla kaasukombivoimalaitosta voidaan käyttää myös pelkkänä kaasuturbiinivoimalaitoksena. Irlannin sähkömarkkinoilla tällaiset laitokset voivat kulloinkin jättää tarjouksen joko kombivoimalaitoksena tai kaasuturbiinivoimalaitoksena, mutta eivät niiden kombinaationa. Sekä joustavaan käyttöön että sähkömarkkinoihin liittyvässä tutkimuksessa selvitettiin, miten tällaisten monimooditarjousten salliminen vaikuttaisi sähkömarkkinoihin yleensä ja yksittäisiin tuottajiin erilaisilla tuulivoimakapasiteeteilla. Keskeisenä havaintona oli, että monimoodikäyttö vähentäisi muun reservikapasiteetin tarvetta. Yksittäisten tuottajien osalta matalimman tuotantokustannuksen laitokset hyötyisivät tästä mahdollisuudesta, koska heikommat laitokset todennäköisemmin putoaisivat tuotannosta entistä useammin. [25]

Pelkästään sähkön hintaan ja uusiutuvien tuotantomuotojen hintavaikutukseen liittyvää tutkimusta on runsaasti. Würzburg ym. vetivät yhteen usean tutkimuksen havaintoja ympäri maailmaa ja analysoivat itse Saksan ja Itävallan sähkömarkkinaa. Heidän tutkimusjaksollaan sähkön ”*Day-ahead*”-kaupan tuntihinta laski noin 1 €/MWh ennustettua 1 GWh uusiutuvan energian tuotantoa kohden. Aiemmissa tutkimuksissa, joka koostui sekä kokeellisesta että simuloidusta aineistosta, vastaava hintavaikutus oli noin 0,3 eurosta 10 euroon per megawattitunti yhden gigawattitunnin uusiutuvan energian tuotantoa kohden. [26]

Esimerkki Keski-Euroopasta, Saksan sähköntuotannosta ja Spot-hinnoista on esitetty alla kuvassa 3. Kuvassa vasemmalla pystyakselilla ja täytetyillä alueilla kuvataan sähköntuotannon tehoa eri tuotantomenetelmillä tunneittain, ja oikealla pystyakselilla ja viivoilla sähkön myyntihintaa markkinoilla. Tuotantomenetelmistä harmaa alue kuvaa ”perinteisiä” tuotantomuotoja, kuten hiilen ja kaasun polttoon perustuvia laitoksia sekä ydinvoimaa, vihreät kuvaavat tuonnin ja viennin osuuksia, vihertävä harmaa tuulivoimaa ja keltainen alue aurinkovoimaa. Hinnassa tummansininen viiva kuvaa ”*Day-ahead*”-kauppaa, jossa tarjoukset jätetään tuotantopäivää edeltävän päivän kello 12 mennessä ja vaaleansininen kuvaa päivänsisäisen kaupan hintoja. [4]



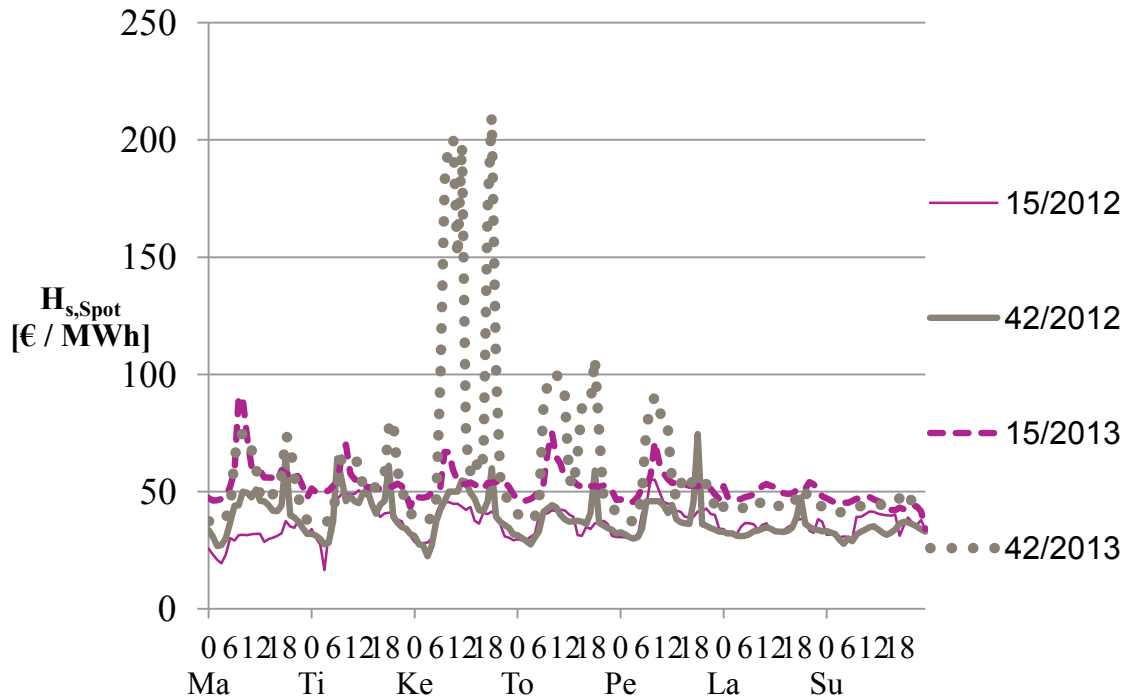
**Kuva 3: Saksan sähköntuotanto ja Spot-hinnat syyskuussa 2013. [4]**

Kuvasta voidaan tehdä muun muassa seuraavanlaisia havaintoja yksittäisen syyskuun lukemista: Tyypillinen arkipäivän aikainen sähkönhinnan vaihtelu maksimista minimiin on noin 30 €/MWh, viikonloppuisin vaihtelu on pienempää ja hintataso hieman matalampi. On myös päiviä, jolloin säästä riippuvien uusiutuvien tuotannon osuus koko tuotannosta on huomattava, tällaisina päivinä tuntihinnat voivat päätyä jopa negatiivisiksi. Syyskuun esimerkissä, jossa esiintyy sekä voimakas hintapiikki kuun alussa, että negatiivisia hintoja kuun lopussa, molemmat erikoiset tilanteet koskettavat päivänsisäisiä hintoja. Muina kuukausina hintojen erikoisuudet ovat saattaneet koskettaa myös Spot-huutokauppahintoja. Enemmän Saksaa koskevaa dataa ja sen analyysiä on löydettävissä Mayerin raportista [4].

Suomen tulevaa hintakehitystä on arvioitu mm. Valtion taloudellisen tutkimuskeskuksen (VATT) [27] ja Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) [28] raporteissa. VATT:n skenaariossa sähkön pitkän aikavälin marginaalikustannusten nähdään kohoavan maltillisesti, skenaariosta riippuen tasolle 48–53 €/MWh vuoteen 2020 mennessä, jonka jälkeen alkaa hinnan lasku noin vuoteen 2030 asti tasolle 45 €/MWh lisääntyneestä ydinvoimatuotannosta johtuen, minkä jälkeen hinta nousisi uudelleen tasolle 55–60 €/MWh vanhan ydinvoimakapasiteetin poistuessa käytöstä [27].

TEM:n tutkimuksen keskimääräinen hintakehitys seurailee samaa trendiä, mutta lisäksi siinä ennustetaan tarkemmin sähkön viikkohintojen volatiliteetin kehitystä: Odotettujen uusien ydinvoimalayksiköiden käyttöönoton uskotaan 2020-luvulla heilauttavan volatiliteettiä nimenomaan matalien viikkohintojen suuntaan. Myöhemmin vanhan ydinvoimakapasiteetin käytöstäpoisto alkaa nostaa yleisen hintatason lisäksi myös korkeiden viikkohintojen volatiliteettiä. [28]

Saksan esimerkkiä vastaten kuvassa 4 on esitetty Suomen Spot-tuntihintojen vaihtelua kahtena esimerkiviikkona vuosina 2012 ja 2013. Selitteen numerot viittaavat viikkoihin, ja viikot on valittu huhtikuusta (15) ja lokakuusta (42). [29]

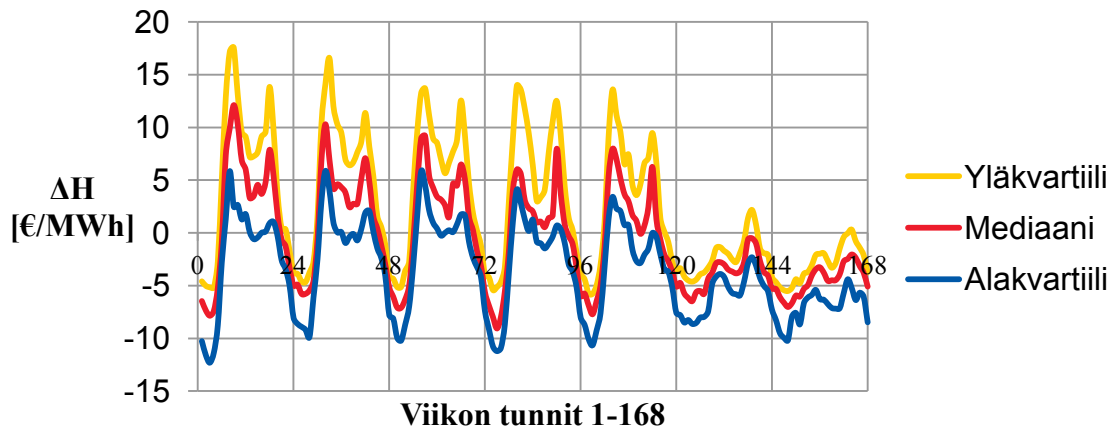


**Kuva 4: Sähkön Spot-hintoja Suomessa esimerkkiviikkoina vuosina 2012–2013. Kuvaaja on laadittu Nord Poolin aineistosta [29].**

Kuvasta voidaan havaita esimerkkiviikkojen pääsääntöisen hintatason olevan luokassa 30–50 €/MWh. Viikon sisällä vaihtelu voi olla pientä, suuruusluokkaa 20 €/MWh tai suurta, jolloin päivän aikana hintaero on voinut olla jopa 160 €/MWh. Arkipäivien hintapiikeissä voidaan nähdä kahta trendiä. Joko yksi hintapiikki osuu aamupäivälle tai hinta kohoa kahtena erillisenä piikkinä sekä aamupäivällä että alkuillasta. Lisäksi havaitaan viikonlopun hintojen pysyvän melko tasaisina. Yksittäisten viikkojen esimerkin lisäksi voidaan tarkastella useamman viikon tunteja aikasarjoina. Alla kuvassa 5 on esitetty kvartiileittain tunnittaisen hinnan ero viikkokeskiarvoon viikkoina 9–16 ja 42–49 vuosina 2012 ja 2013.

Kuva 5 vahvistaa edellä esitetyn arvion siitä, että viikonloppuhinta on arkihintoja alempi, sekä huomattavasti tasaisempi. Arkena aamupäivän ja alkuillan piikit erottuvat kaikissa kvartiileissa. Mediaani ei ole paras vaihtoehto peräkkäisten tuntien hintavaihtelun kvantifiointiin, mutta sen perusteella noin 10 €/MWh vaihtelut päivän aikana vaikuttavat tyypillisimmiltä. Kuvaajista on hyvä muistaa, että kaikkiaan 50 % kaikista havaintopisteistä on poissa käyrien väliseltä alueelta, joten myös suuremman poikkeaman tunteja on runsaasti.





**Kuva 5: Tunnittaisen Spot-hinnan ero viikkokeskiarvoon vuosina 2012 ja 2013 viikoilla 9–16 ja 42–49. Kuvaajan lähtötiedot ovat peräisin Nord Poolin aineistosta [29].**

### 3.2.3 Muutostilanteiden simulointi

Voimalaitosten käynnistysten dynaamisesta simuloinnista on runsaasti tutkimuksia. Niistä voidaan yhteenvetona todeta, että vaihtelua esiintyy runsaasti yksinkertaistusten määrässä, käytetyissä ohjelmissa sekä tutkimustapausten yksityiskohdissa. Lisäksi tyyppillistä on, että höyryturbiinia käytetään lauhdevoiman tuotannossa, jolloin kaukolämpöverkko ei aseta omia reunaehtojaan. Nopeutta rajoittava tekijä on useimmiten joko lieriön tai höyryturbiinin roottorin lämpöjännitykset. Samalla ajalliselta kestoltaan pisimmät vaiheet ovat yleensä kattilan lämmitys sekä höyryturbiinin kuormituksen nosto.

Hyvänä esimerkkinä Albanesin ym. tutkimuksen referenssikäynnistyksessä kattilan lämmitys kesti noin 150 minuuttia ja höyryturbiinin kuormituksen lisääminen noin 180 minuuttia muiden vaiheiden ollessa maksimissaan puolen tunnin mittaisia. Simulointien perusteella voitiin saavuttaa 20 prosentin aikasäästö referenssikäynnistykseen verrattuna jo konservatiivisella maksimijännityksellä, tosin siten että kattilan lämmitysvaihe lyheni alle 20 minuuttiin ja höyryturbiinin kuormitusvaihe piteni noin 240 minuuttiin. [30]

Shirakawa ym. kuvaavat kattavasti mallinsa ja esittävät myös validointituloksia todelliseen voimalaitokseen verraten. Sovelluskohteena käytetyssä laitoksessa vaikuttavina rajoitteina huomioitiin sekä höyryturbiinin roottorin lämpöjännitys että korkeapaine-lieriön paineennostonopeus. Lopputuloksena käynnistyskuormitusvaihetta voitiin lyhentää 21,7 prosenttia aiempaan tapaan verrattuna. [15]

Casellan ja Pretolanin tutkimuksessa mallinnettiin vain olennaisimmat komponentit ja esitettiin vertailu todelliseen laitokseen. Rajoitteena oli roottorin lämpöjännitys. Mielienkiintoinen havainto oli, että perinteisen käynnistysproseduurin odottelutauot eivät olennaisesti vaikuttaneet jännityksiin tai muuhun dynamiikkaan. Käynnistysaika likimain puolittui, jos odotusvaiheet poistettiin. Toisena tavoitteena olleeseen jännitysten vähentämiseen päästiin, jos höyryturbiinin tyhjäkäyntiaikaa kasvatettiin. Tällöinkin oli mahdollista saavuttaa noin neljänneksen alkuperäistä lyhyempi käynnistysaika. [31]

Shin ym. määrittelevät simuloinneillaan karakteristiset ajat niin kaasuturbiinille, höyryturbiinille kuin kattilallekin tilanteessa, joka ei ole spesifioitu millekään yksittäiselle

voimalaitokselle. Esimerkkeinä mainittakoon, että kaasuturbiinin savukaasun lähtöarvot stabiloituvat noin neljässä sekunnissa, ja kattilan höyryntuotanto tasaantuu noin 200 sekunnissa. Höyryturbiinin teho seuraa likimain kattilan vauhdissa. Toisaalta, kattilan ja turbiinin matalapaineosan stabiloitumiseen kuluu noin kymmenkertainen aika korkeapaineosiin verrattuna. [32]

Alobaid ym. tutkivat useassa eri julkaisussa erilaisten ohjelmien (APROS ja Aspen Plus Dynamics) toimivuutta erilaisten prosessien (kombivoimalaitos ja ylikriittinen lämmöntalteenottokattila) dynaamisessa mallinnuksessa. Tulosuureina käytettiin pakokaasun massavirtaa ja lämpötilaa. Lisäksi myöhemmissä julkaisuissa lisättiin yksityiskohtien määrää, kun prosessin muitakin pumppuja ja lämmönsiirtimiä liitettiin malliin. Yleisesti havaittiin eri ohjelmistojen ja mallien hyvä hyödynnettävyys todellisten prosessien kehittämisessä. [33] [34] [35]

Kimin ym. tutkimuksessa on keskitytty kuvaamaan käynnistysprosessin vaikutus nimenomaan lieriön lämpöjännityksiin. Lisäksi on arvioitu ohituspiipun parasta mahdollista käyttötapaa käynnistuksen nopeuttamiseksi ja jännitysten hallitsemiseksi. [36]

### **3.2.4 Kaukolämmön hinnoittelu, optimointi ja kulutuksen vaihtelu Helsingissä**

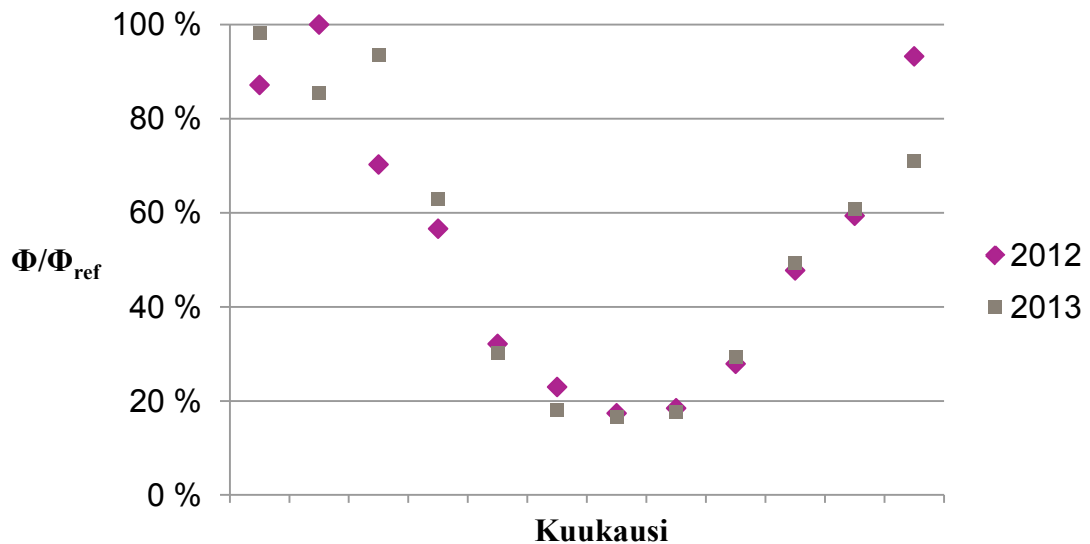
Kaukolämmön hinnan määrittelyyn, erityisesti yhteistuotannossa, on esitetty useita tapoja, joita Sjodin ja Henning listaavat artikkelissaan. Ääritapauksissa sähkö tai lämpö voidaan tulkita toisen sivutuotteeksi, jolloin sähköstä saatava tuotto subventoi lämmön hintaa tai päinvastoin. Mikäli sähkö nähdään sivutuotteena, voidaan sen hinnalle käyttää joko markkinahintaa tai tuotantokustannusta standardi-referenssivoimalaitoksessa. Jos lämpö ajatellaan sivutuotteeksi, voidaan sen hintana pitää joko lämmön markkinahintaa tai standardi-lämpökattilan tuotantohintaa. Näiden tapojen väliltä kustannukset voidaan allokoida myös tuotettujen energiamäärien suhteessa. Lisäksi muina tapoina kustannusten kohdistamiseen voidaan käyttää exergiaa, exergiahäviötä lämmöntuotannon osuudelle tai vertailua sähkön ja lämmön erillistuotantohyötysuhteiden suhteeseen. [37]

Kaukolämpöjärjestelmän optimaalista käyttöä on tutkittu useissa tutkimuksissa jo vuosikymmeniä. Nuorkiven lisensiaatintutkimuksessa pohdittiin koko kaukolämpöverkon taloudellista käyttöä Helsingissä ottaen huomioon muun muassa voimalaitosten rakennusasteet, kaukolämpöhäviöt, pumppauksen tarve ja verkon mekaaniset rasitukset. Tutkimuksessa pyrittiin luomaan optimointimalli kaukolämpöverkon käytölle, sisältäen muun muassa menolämpötilan ohjauksen. [38] Peltomäen diplomityössä jatkettiin samassa aihepiirissä, ja ehdotettiin muun muassa laitosten käynnistys- ja pysäytyskustannusten lisäämistä käytettyyn optimointimalliin [39].

Anttilan diplomityössä tutkittiin erilaisia lämmön varastointitekniikoita kaukolämpöjärjestelmässä. Useita esimerkkejä esitettiin sekä kallioluolista että säiliöistä, ja lisäksi todettiin useissa kaukolämpöverkoissa käytettävän itse kaukolämpöverkkoa lämpövarastona. [40]

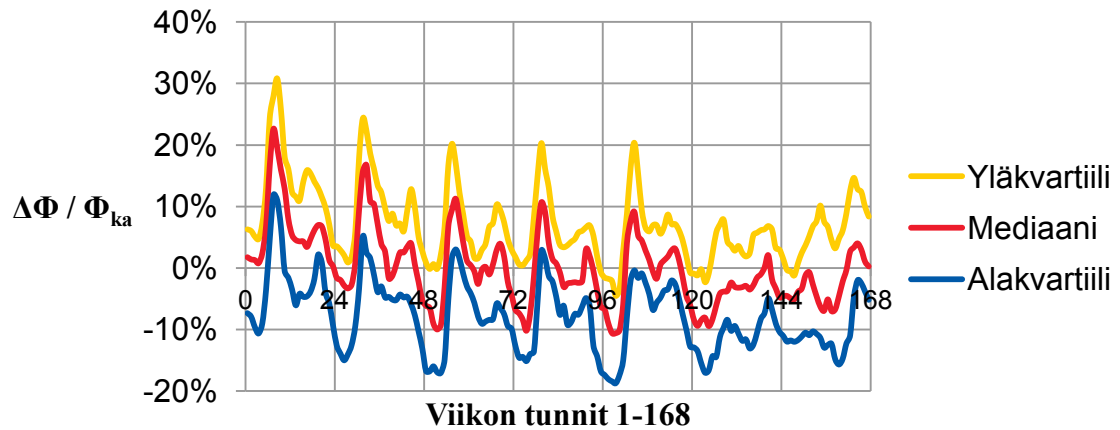
Helsingin kaukolämpöverkossa on käytössä kaksi kaukolämpöakkuja. Itse verkkoa ei tarkoituksellisesti käytetä lämmön lyhytaikaiseen varastointiin, koska sen on koettu heikentävän verkon ajettavuutta ja lämpöakut on todettu toimivammaksi ratkaisuksi [41].

Kuvassa 6 on esitetty kaukolämmön kulutuksen kuukausittainen keskitheho Helsingin kaukolämpöverkon alueella. Tehot on suhteutettu ajanjakson maksimiin, joka ajoittui helmikuulle 2012. Kuvasta voidaan havaita, kuinka talvella vaadittava lämpöteho on noin 4–6-kertainen kesällä kuluvaan lämpötehoon verrattuna. Lisäksi keskikulutuksen jyrkkä muutos näyttää ajoittuvan maaliskuu-toukokuulle sekä syys-marraskuulle.



**Kuva 6: Kaukolämmön kulutuksen suhteellinen keskitheho kuukausittain vuosina 2012 ja 2013.  $\Phi_{\text{ref}}$ : Keskitheho helmikuussa 2012. (Aineisto: Helen Salkunhallinta)**

Kuvassa 7 on esitetty vastaavasta datasta vuosilta 2012 ja 2013 poimittua tuntikohtaista vaihtelua. Kuvan data on suodatettu kuvan 6 perusteella viikoilta 9–16 ja 42–49, jolloin kaukolämmön kulutus merkittävästi muuttuu. Viikot 50–8 on jätetty tarkastelun ulkopuolelle, koska sellaiset ulkolämpötilat, joilla Helsingin Energian kaikki yhteistuotantolaitokset voisivat tuottaa täyttä sähkö- ja lämpötehoa, ovat todennäköisimpiä näinä viikkoina. Tutkittuja yhteensä 32 kalenteriviikkoa käsitellään aikasarjoina, ja kunakin viikona verrataan jokaisen tunnin kulutusta kyseisen viikon keskiarvoon. Näiden tunneittaisten poikkeama-arvojen jakauma on havainnollistettu mediaanin sekä ylä- että alkvartiilien avulla.



**Kuva 7: Tunnittaisen keskikulutuksen suhteellinen ero viikon keskikulutukseen vuosina 2012 ja 2013 viikoilla 9–16 ja 42–49 (Aineisto: HelenSalkunhallinta)**

Kuvan 7 mediaanikäyrästä voidaan havaita, kuinka alkuvuikosta, etenkin maanantai-aamuisin kaukolämmön kulutus on suurinta. Tämän jälkeen kulutus vähenee loppuviikkoa kohden ollen pienintä lauantaisin. Kaikkia kolmea käyrää voi käyttää niiden johtopäätösten tekemiseen, että sekä vuorokaudenaikainen että viikonaikainen vaihtelu voi olla useita satoja megawatteja kaukolämpötehoa. Lisäksi viikonloppuisin myös kulutuspiikit ovat matalampia.

Kuvan esitystavan puutteena voidaan pitää, että viikon aikana voimakkaasti muuttuva ulkolämpötila saattaa vääristää etenkin alku- ja loppuviikon tuntien vertailua keskiarvoon. Tämän seikan vaikutus mediaaniin ja kvartiileihin oletetaan vähäiseksi, koska viikkomäärä oletetaan riittävän suureksi, ja syksyn ja kevään päinvastaisen vaikutuksen pitäisi tasapainottua mediaanissa.

## 4 Vuosaaren voimalaitosten ajokäytännöt ja rajoitteet

Vuosaaren voimalaitosten eri turbiinien käynnistykset vuosina 2012 ja 2013 on esitetty taulukossa 4. Luvut sisältävät sellaiset käynnistykset, jotka on tehty kaupallisista syistä, suunniteltujen huoltotoimenpiteiden vuoksi tai yksittäiseen häiriöön liittyen. Luvut eivät sisällä koestuksissa tapahtuvia toistuvia käynnistyskäyntejä eivätkä yksittäisen käynnistyskäynnin epäonnistumisesta johtuvia uudelleen käynnistyskäyntejä.

Luvuista voidaan havaita käynnistysmäärien olevan melko pieniä, kun esimerkiksi vuonna 2013 HT6 on käynnistetty vain kerran, vuosihuollon päätteeksi. Lisäksi A-voimalaitoksessa on koko laitoksen käynnistykseen viittaavia höyryturbiinin käynnistyskäyntejä jonkin verran enemmän. Myös Vuosaaren voimalaitoksissa höyryturbiinin valmistajien ohjeiden mukaan käynnistykset jakautuvat kylmään, lämpimään ja kuumaan, mutta näitä ei ole taulukossa eritelty. Nykyisillä ajokäytännöillä höyryturbiinin käynnistykset ovat yleensä kylmiä, mutta lyhytaikaisten häiriöiden jälkeen on tullut myös joitakin kuumakäynnistyskäyntejä.

**Taulukko 4: Historiatiedoista kerätyt käynnistykset vuosina 2012 ja 2013 lukuun ottamatta koestuksissa tehtäviä toistuvia käynnistyskäyntejä sekä yksittäisen käynnistyskäynnin epäonnistumisesta johtuvia uudelleen käynnistyskäyntejä.**

	VuA			VuB		
	KT1	KT2	HT3	KT4	KT5	HT6
2012	12	6	7	8	10	4
2013	5	18	8	4	7	1

Helsingin Energian tapauksessa päivittäisen sähköntuotannon suunnittelu perustuu nykytilanteessa oletettuun kaukolämmön tarpeeseen, koska yhteistuotanto on sähkön erillistuotantoa kannattavampaa. Tämän tiedon pohjalta eri voimalaitosten käyttöjärjestys määritellään tarvittavan kapasiteetin, tuotantokustannusten ja mahdollisten muutostilanteiden kustannusten perusteella. Tähän asti VuB on toiminut pitkälti peruskuormalaitoksena. VuA:ta on käytetty täydellä teholla yhtäjaksoisesti yleensä kylminä aikoina, mutta muina aikoina yhtä kaasuturbiinia on myös usein pidetty varalla. [42]

Alaluvuissa on esitetty nykytilanteessa relevantit muutostilanteet, niiden olennaiset rajoitteet sekä esimerkkitapaukset. Reduktioajoa ei Vuosaari B:ssä nykyisin hyödynnetä kuin poikkeustilanteissa venttiilien luotettavuuteen liittyvien ongelmien takia [6], ja tästä syystä kyseisessä alaluvussa ei erotella nykykäytäntöjä kuvauksesta, eikä myöskään esitetä esimerkkitapausta.

### 4.1 Vuosaari A:n kylmäkäynnistys

#### 4.1.1 Kuvaus

Vuosaari A:ssa kuumakäynnistys voidaan tehdä noin kahden tunnin kuluessa alasajosta, lämminkäynnistys noin kymmeneen tuntiin asti ja tästä eteenpäin kyseessä on kylmä-

käynnistys. Ylösajo-ohjelman valinta tapahtuu automaatiojärjestelmässä automaattisesti, ja ajan lisäksi valinnassa tarkastetaan höyryturbiinin materiaalin riittävän korkea lämpötila lämpimään tai kuumaan käynnistykseen. Lisäksi erityisesti kylmäkäynnistyksessä tarvittavat putkiston ja pikasulku-säätöventtiilin lämmitysohjelmat tarkastelevat materiaalien lämpötiloja, lämpötilaeroja ja niiden muutosnopeuksia sekä tuorehöyryn lämpötilaa ja painetta. Käynnistys tehdään yhdellä kaasuturbiinilla siihen asti, kunnes höyryturbiini on saatu lämpimäksi ja tuotantoon. On huomattava, että automaation nykyinen lämmitysohjelmien jälkeinen käynnistysohjelma lähinnä tarkkailee käynnistysehtojen toteutumista, ohjaa toimilaitteita ja kierrosten nostoa sekä tahdistaa höyryturbiinin sähköverkkoon. Operaattori antaa käsin asetusarvot höyryn paineelle ja lämpötilalle sekä höyryturbiinin tahdistuksen jälkeen tehon asetusarvon.

Taulukossa 5 on esitetty VuA:n keskeiset kylmäkäynnistykseen liittyvät vaiheet kestoinen. Kestot perustuvat suoraan käyttöohjeisiin niiltä osin kuin ajallinen kesto on määritetty ja muilta osin totuttuihin ajokäytäntöihin ja automaation ohjelmien etenemiseen [43]. Taulukon tiedot on esitetty sarjana tapahtumia, jossa kesto tarkoittaa ajanjaksoa, jolla kyseinen toimenpide tai vaihe rajoittaa prosessin etenemistä. Kaasuturbiinin tehoa voidaan käynnistysohjelman jälkeen nostaa käytännössä rajoituksetta kattilan ja höyryturbiiniprosessin vaatimusten mukaisesti.

**Taulukko 5: Yhteenveto Vuosaaren A-laitoksen kylmäkäynnistyksen aikajanasta. Laadittu käyttöohjeiden ja automaation ohjelmien perusteella osittain mittauksilla täydentäen.**

Lähtötilanne:	Kattila täynnä ja käynnistysvalmiudessa Priimauspumppu päällä ja reduktiolämmönvaihdin käytössä Syöttövesi- ja lauhdepumput käytettävissä Lieriön pinta ja lämpötilat käynnistysasetusarvoissa	
Aika [min]	Kesto [min]	Vaihe
0	15	KT:n käynnistysohjelma: sähköteho 10 MW:n
15	20	Kattilan ja höyryputkiston lämmitys
35	150	HT:n venttiilipesän lämmitys
185	15	HT:n käynnistysohjelma, kierrosten nosto 1500 rpm:n
200	20	Odotusaika
220	15	HT:n kierrosten nosto 3000 rpm:n
235	5	Odotus sekä tahdistus verkkoon, HT:n sähköteho n. 3 MW
240	150	HT:n tehonnosto täyteen tehoon: kuorman, paineen ja lämpötilan portaattainen kasvattaminen.
390		Kylmäkäynnistys valmis

#### 4.1.2 Rajoitteet

Pikasulku-säätöventtiilin lämmitysvaihe ennen höyryturbiinin käynnistystä kestää tapauksesta ja operaattorista riippuen kahdesta kolmeen tuntia, ja tämä vaihe on merkittävin pullonkaula käynnistyksessä, koska myös kaasuturbiinin teho joudutaan pitämään pienellä sopivan lämmityshöyryn tuotannon vuoksi. Lisäksi kaasuturbiinin pienen tehon vuoksi polttotapana on diffuusiopoltto, jonka aikana typenoksidipäästöt ovat normaaliajaoa suuremmat.

Höyryturbiinin käyttöohjeen perusteella venttiilipesän lämmitys suoritetaan kolmessa vaiheessa lämpöshokkien välttämiseksi. Lämmitys aloitetaan paineistamalla, jolloin lauhdekalvon on tarkoitus suojata sisäpintaa. Kun höyry ei enää lauhdu, lämmityslinjan venttiiliä avataan pulsseilla noin 30 minuutin ajan. Kun venttiili on täysin auki, pitää höyryn ja venttiilipesän sisäpinnan välisen lämpötilaeron laskea alle 50 K, ennen kuin höyryä voidaan laskea turbiinille, jotta lisääntynyt virtaus ei lämmittäisi venttiilin materiaalia liian nopeasti. Lisäksi on seurattava, ettei venttiilin sisä- ja ulkopinnan välinen lämpötilaero kasva yli 30 K, myöskään lämpöjännitysten vuoksi. Lämmityslinjan virtaus ei ole säädettävissä, koska venttiiliä pidetään täysin auki, mutta tuorehöyryn painetta joudutaan silti ohjeen mukaan rajoittamaan n. 32 baariin.

Höyryturbiinin kierrosten nostolle voitiin löytää erilaisia ohjeita käyttöhistorian eri vaiheista, eikä erojen syitä saatu täysin jäljitettyä. Yhdessä käyttöohjeversiossa höyryturbiinin kierrosten nostonopeudeksi on määritetty 150 rpm/min. Tämän lisäksi 1500 rpm kohdalla pidetään 10 minuutin odotus muun muassa mittausten luotettavuuden varmistamiseksi ja lämpötilojen tasaamiseksi. Tämän jälkeen kierrokset nostetaan nimelliskierroksille (3000 rpm), jolloin koko kierrosten nosto kestää 30 minuuttia. Automaation nykyisessä kierrosnopeuden asetusarvo-ohjelman kanssa nosto kestää 50 minuuttia, sekä pidemmän, 20 minuutin odotusajan, että hitaamman nostonopeuden vuoksi.

Höyryturbiinin ollessa verkossa ja sähkötehoa nostettaessa on lisäksi huomioitava turbiininpesän materiaalin lämpötilaerot lämpöjännityksen vuoksi. Turbiinivalmistaja on antanut turbiinin ulkopesälle kaksi lämpötilarajoitetta: jakotason laipassa sisä- ja ulkopinnan välinen lämpötilaero saa ylösajossa olla maksimissaan 100 K ja pesän materiaalin lämpötilaero sisäpinnan ja keskikohdan välillä saa olla maksimissaan 80 K. [43] Nämä rajoitteet ovat olennaiset höyryturbiinin tehonnostovaiheessa, mutta operaattoreiden nostaessa tehoa pitkälti omien kokemustensa pohjalta, tyypilliset lämpötilaerojen maksimit ylösajotilanteissa ovat 40–60 K.

On ilmeistä, että myös monet erilaiset vikatilanteet voivat rajoittaa käynnistyksen nopeutta. Yksi mahdollinen ja havaittu vikatilanne on vuoto kaukolämmönvaihtimessa. Kaukolämpöveden vuotaminen lauhteeseen johtaa lauhteen suolapitoisuuden nousuun, ja kattilaveden vaatimuksien vuoksi lauhdetta ei voida palauttaa syöttövesisäiliöön, koska lauhteenkäsittelyssä ei ole suolanpoistimia. Tutkimuksen aikana havaittiin sellaisiakin vuotoja, joissa lämpimällä, tuotannossa olevassa lämmönvaihtimessa vuotoa ei esiinny, mutta jäähtyvässä, kylmenevässä tai lämpenevässä vaihtimessa kaukolämpövedä vuotoa lauhteeseen. Tällaisessa vuototilanteessa tehoja ei täten voida nostaa korkean vedenkulutuksen vuoksi. [43]

#### 4.1.3 Esimerkki

Kuvissa 8 ja 9 on esitetty yksittäiseen, tyypilliseen kylmäkäynnistykseen liittyviä tehoja ja rajoitteiden kehittymistä. Kuvassa 8 näytetään

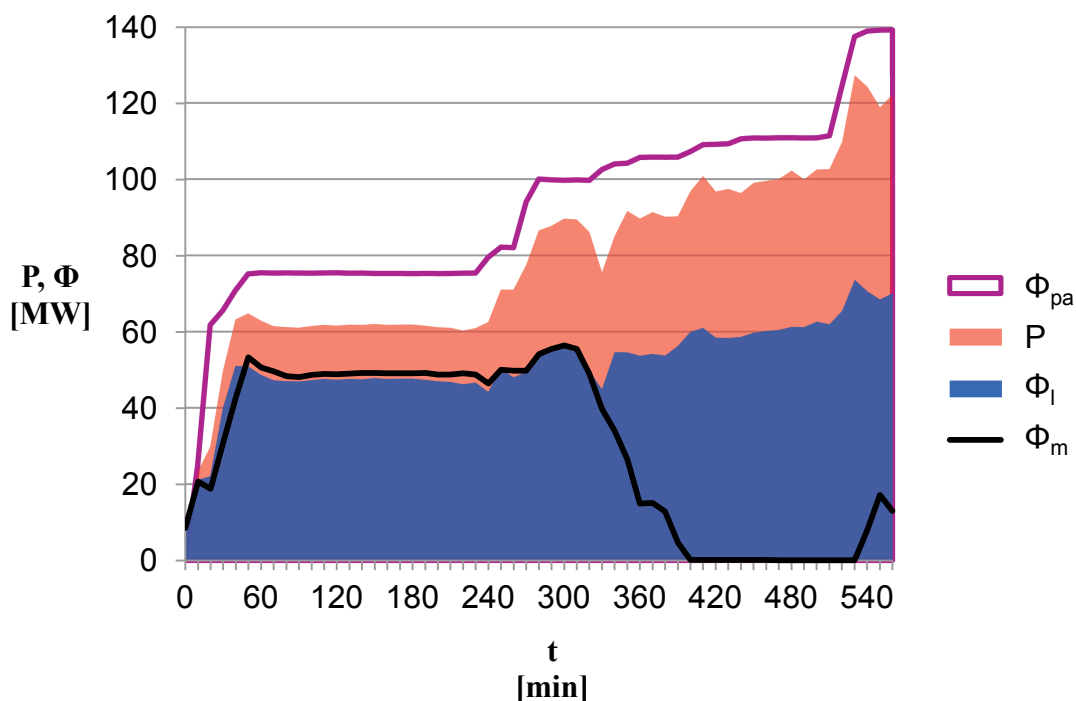
- polttoainetehon  $\Phi_{pa}$
- muodostuvan lämpötehon  $\Phi_l$
- mereen priimattavan lämpötehon  $\Phi_m$  ja
- sähkötehon  $P$

kehittyminen ajan suhteen. Ajan nollakohtana on kaasuturbiinin käynnistysohjelman käynnistäminen. Lämpöteholla tarkoitetaan sekä kattilassa että kolmessa kaukolämmönvaihtimessa kaukolämpökiertoon siirtyvää lämpötehoa. Kyseinen lämpöteho siirtyy osittain tai kokonaan kaukolämpöverkkoon priimattavasta lämpötehosta riippuen.

Ensimmäinen tasainen vaihe (n. 60 – 240 min) kuvaa venttiilipesän lämmitystä ja kierrosten nostoa. Tämän jälkeen sekä kaasuturbiinin että höyryturbiinin tehoa nostetaan hitaasti. Samalla mereen priimattavan lämmön osuus pienenee sekä itsestään sähköntuotannon hyötysuhteen parantuessa että operaattorin muuttaessa tehonasettelua kaukolämpöverkon puolelle. Kuvasta voidaan havaita, että lämpöä hukataan mereen venttiilipesän



lämmitysvaiheen aikana noin 150 MWh, ja taulukkoon 5 vertaamalla höyryturbiinin tehonnostovaihe kestää valmistajan ohjeistusta kauemmin. Valmistajan ohjekäyrästä on laadittu vastaamaan kahden höyryturbiinin tehoa, mikä hankaloittaa sekä operaattorin työtä tehonnostossa että tehonnostovaiheen onnistumisen arviointia.



**Kuva 8:** VuA:n mitatut käynnistystehot viikonloppuseisokin jälkeen. Polttoaineteho  $\Phi_{pa}$ , sähköteho  $P$  ja lämpöteho  $\Phi_l$  kuvataan pinottuina alueina. Mereen priimattava lämpöteho  $\Phi_m$  esitetään viivadiagrammilla muodostuvan lämpötehon päällä.

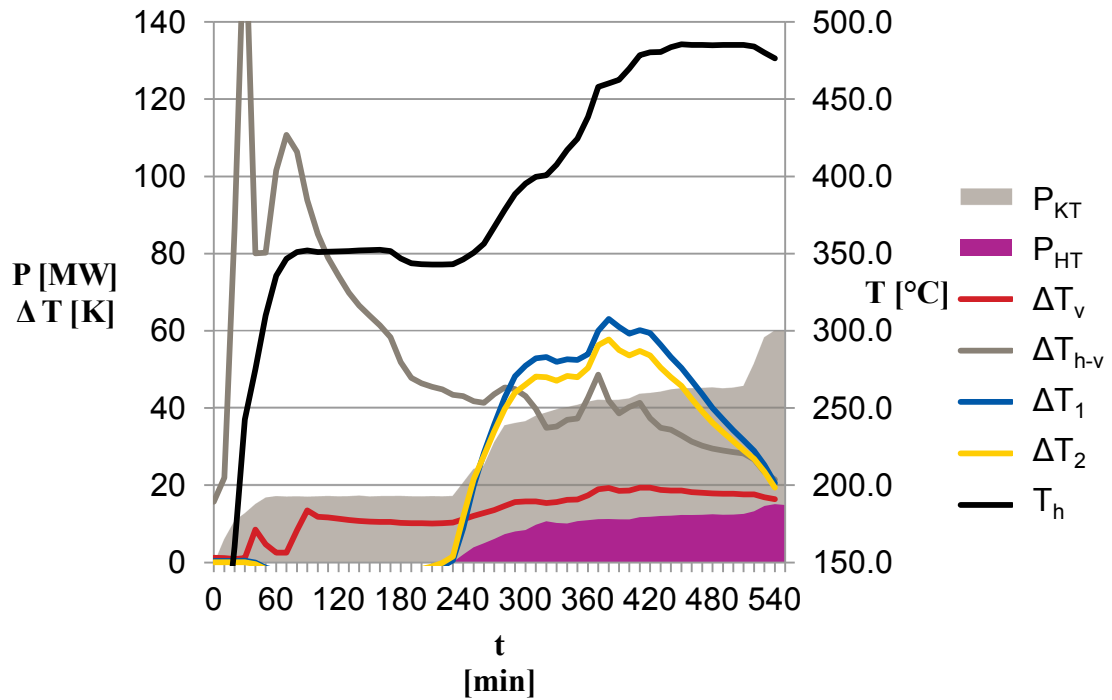
Kuvassa 9 kaasuturbiinin sähköteho  $P_{KT}$  ja höyryturbiinin sähköteho  $P_{HT}$  on kuvattu pinottuina alueina. Lämpötilaerot  $\Delta T$  kuvaavat eri rajoitteita. Alaindekseistä

- $v$  viittaa venttiilipesän materiaalin sisä- ja ulkopintojen lämpötilaeroon
- $h-v$  tuorehöyryn ja venttiilipesän sisäpinnan lämpötilaeroon
- sekä 1 ja 2 turbiinin pesän materiaalin lämpötilaeroihin eri kohdissa.

Mustalla viivalla ja sekundäärisellä pystyakselilla näytetään tuorehöyryn lämpötila.

Lämpötilakriteerit käynnistykselle:

- $\Delta T_{h-v}$  (harmaa käyrä) saatava alle 50 K, jotta höyryturbiini voidaan käynnistää.
- $\Delta T_v$  (punainen käyrä) oltava alle 30 K, jotta höyryturbiini voidaan käynnistää
  - Lämpötilaerojen taso on pyrittävä pitämään käynnistyskriteerien alapuolella edelleen.
- Tämän jälkeen pidettävä  $\Delta T_1$  alle 100 K ja  $\Delta T_2$  alle 80 K.



**Kuva 9:** VuA:n mitatut käynnistystehot sekä tarkkailtavat lämpötilat ja lämpötilaerot viikonloppuseisokin jälkeen.

Harmaan käyrän ensimmäinen piikki kuvaa hetkeä, jolloin kattilasta tuleva höyry on jo kuumaa ennen kuin sitä päästetään höyryturbiinin venttiilille asti. Kuvasta nähdään, kuinka ensimmäisen kriteerin ( $\Delta T_{h-v} < 50$  K) saavuttaminen hidastuu lämpötilaeron pienentyessä, ja ehdon täyttymistä nopeutetaan laskemalla tuorehöyryn lämpötilan asetusarvoa hieman. Turbiinin materiaalia koskevat lämpötilaerot eivät nouse tehonnostoa rajoittavalle tasolle, eikä myöskään venttiilipesän lämpötilaero nouse missään vaiheessa lähelle asetettua rajoitusta.

## 4.2 Vuosaari B:n yhden kaasuturbiinin alas- ja ylösajo

### 4.2.1 Kuvaus

Toimenpiteessä käyvän blokin tehoa lasketaan samassa tahdissa kuin käynnistettävän blokin tehoa nostetaan, kunnes kattiloiden tuorehöyryjen paine ja lämpötilat ovat riittävän lähellä toisiaan, jolloin höyrylinjat yhdistetään. Nostettavan blokin tuorehöyryä ohjataan kaukolämmön tarpeesta riippuen joko lauhduttimeen tai kaukolämpöreduktiolämmönvaihtimeen. Tyypillisesti lauhduttimeen ohjattavan höyryn osuus on merkittävä. Kattiloiden yhdistyttyä voidaan höyryturbiinin tehonasettelulla ohjata suurempi osuus höyrystä lauhduttimen sijasta höyryturbiinille, jolloin sekä sähköntuotannon että kaukolämpötuotannon osuus polttoainetehosta nousee, ja lopulta lauhduttimeen ohjattava höyryvirta saadaan kokonaan talteen. Likimääräinen, kokemukseen perustuva aika- taulu on esitetty taulukossa 6.

**Taulukko 6: Yhteenveto VuB:n yhden kaasuturbiinin ylösajosta. Laadittu voimassaolevan käytännön perusteella mittauksilla täydennettynä.**

Lähtötilanne:	Kattila on täynnä ja käynnistysvalmiudessa. Lauhdutin on käyttövalmiudessa ja syöttövesipumput ovat käytettävissä. Toinen kaasuturbiini ja höyryturbiini ovat peruskuormalla	
Aika [min]	Kesto [min]	Vaihe
0	7	Kaasuturbiinin käynnistysohjelma, sähköteho 40 MW:n
7	75	Nostettavan kaasuturbiinin tehon nosto ja toisen kaasuturbiinin tehon lasku likimain samassa tahdissa. Yhdistäminen n. 80 – 100 MW:n tehoilla.  Kattilan paineennousu.
82	3	Nostettavan kattilan yhdistäminen yhteiseen höyrylinjaan
85	40	Kuorman lisäys lauhduttimesta höyryturbiinille
125		Yhdistäminen valmis: valmius nostaa laitos täyteen tehoon.

Yhden kaasuturbiinin ylösajossa on huomattava, että tilanteet poikkeavat toisistaan huomattavasti riippuen esimerkiksi kaukolämmön kulutuksesta ja kattilan seisontajasta: Kylmällä säällä yhdistäminen on syytä tehdä korkeammalla tehotasolla. Jos seisokki on ollut lyhyt, on yhdistäminen taulukossa esitettyä nopeampaa, kun kattilan paineennosto ei lähde aivan nolllatasosta. Lisäksi halutun kokonaistehon taso ei ole vakio, joten toisinaan käynnistetään mahdollisimman nopeasti täyteen tehoon, ja toisinaan taas riittää ensin pääsy kahden kaasuturbiinin minimiteholle.

Alasajossa molempien kaasuturbiinien tehoa voidaan laskea tehontarpeesta ja lämpötilasta riippuen 80 – 120 MW:n tasolle ennen erottamista, mutta erottaminen on onnistuttu tekemään myös toisen blokin tehoa laskematta. Mahdollisen tehonlaskun jälkeen höyryä voidaan ohjata kaukolämpöreduktioon, jotta kaukolämpövesi ja siten vastapaineet pysyisivät kyllin alhaalla höyryturbiinin jälkeisissä kaukolämmönvaihtimissa. Alas ajettavan blokin tuottamaa höyryä ajetaan sekä KLV3:n että lauhduttimeen. Alas ajettava kattila erotetaan käyntiin jäävästä blokista, jonka tehoa voi tämän jälkeen taas alkaa nostaa toivotulle tasolle. Yhden blokin alasajon kokonaiskesto on tilanteesta riippuen noin 50 – 90 minuuttia ja mereen ajettava lämpömäärä suuruusluokassa 60 – 100 MWh.

#### 4.2.2 Rajoitteet

Kattilavalmistajan mukaan olennaiset rajoitteet ovat KP-lieriön paineennostonopeus sekä lämpötilannostonopeus. Paine saataisiin tosin nostaa maksimiinsa 22 minuutissa ja valmistajan suosituksenkin mukaan 40 minuutissa. [44]

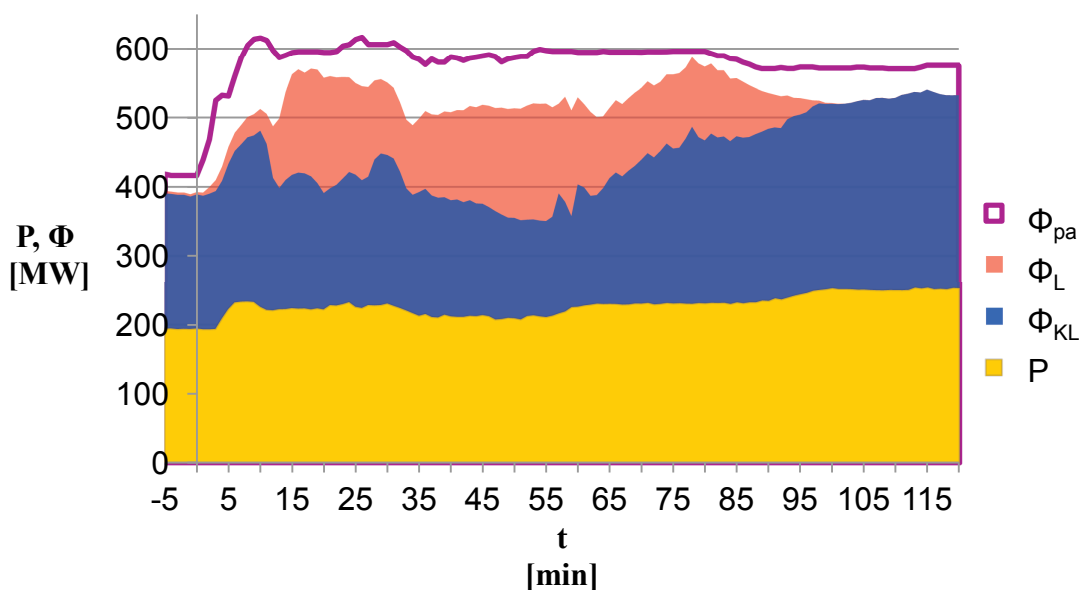
Automaatioon on asetettu sallittua hitaampi asetusarvo paineennostolle. Tästä syystä myöskään kaasuturbiinin tehoa ei voida nostaa kaasuturbiinille mahdollisella nopeudel-

la, koska muutoin sekä käynnistysventtiilin kautta katolle tai lauhduttimeen ajettava höyrymäärä kasvavat.

Käytännön rajoitteena on myös kaukolämpökierron ohjaus. Höyrytehoa siirrettäessä esimerkiksi lauhduttimesta höyryturbiinille on kaukolämpöpumpun seurattava mukana, jotta menoveden lämpötila pysyisi samana. Lämpötilan säädössä on viiveitä, joiden vuoksi operaattorin on seurattava kaukolämpöverkon paine-eroa, menoveden lämpötilaa ja höyryturbiinin vastapainetta tarkasti.

### 4.2.3 Esimerkki

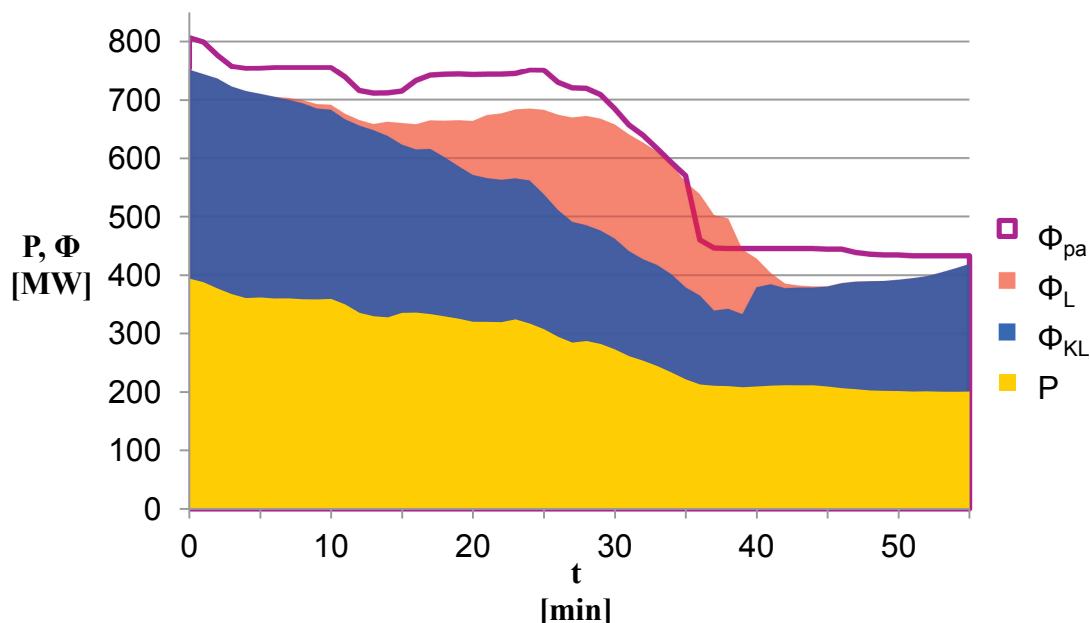
Kuvassa 10 on esitetty esimerkki tapauksesta, jossa alhaalla ollut kaasuturbiini nostetaan käyvän kaasuturbiinin rinnalle ja yhdistetään höyrypiiriin. Tässä esimerkissä nostettava turbiini ehti olla alhaalla vain noin 150 minuuttia, jolloin kattilan paine ja lämpötila olivat käynnistettäessä vielä verraten korkealla, noin 45 baaria ja 340 °C. Kaasuturbiinin käynnistysohjelma on aloitettu hetkellä  $t=0$  minuuttia. Esimerkkitapaus etenee kuvauksen mukaisesti lukuun ottamatta hieman nopeampaa yhdistämistä, joka johtui alkuhetken korkeammasta painetasosta. Tässä tapauksessa lopulta saavutettu tehotaso oli riittävä, mutta kattiloiden yhdistyttyä ja lauhdutinohituksen sulkeuduttua kokonaistehoa olisi voitu edelleen nostaa. Yhteenvetona, lauhduttimen kautta mereen menetettiin noin 170 MWh lämpöenergiaa.



**Kuva 10: Polttoainetehon  $\Phi_{pa}$ , sähkötehon  $P$  ja lauhduttimen lämpötehon  $\Phi_L$  ja kaukolämpötehon  $\Phi_{KL}$  mitattu kehittyminen käynnistettäessä VuB:n toista kaasuturbiinia toisen rinnalle.**

Vastaavanlainen esitys yhden kaasuturbiiniblokin alasajosta on esitetty kuvassa 11. Tässä tapauksessa käyntiin jäävän blokin tehoa ei laskettu erottamisen yhteydessä, ja koko operaatio oli valmis noin 50 minuutissa. Höyrypiirien erottaminen on tapahtunut 27 minuutin kohdalla, noin 35 minuutin kohdalla alas ajettavan kaasuturbiinin alasajo-ohjelma on käynnistetty ja muutamassa minuutissa tästä on sähköntuotanto loppunut. Tämän jälkeen sähkö- ja lämpötehot hetkellisesti ylittävät kuvaajassa polttoainetehon,

koska kattilaan varautunutta lämpöä puretaan lauhduttimeen kaasuturbiinin alasajon jälkeen.



**Kuva 11: Polttoainetehon  $\Phi_{pa}$ , sähkötehon  $P$  ja lauhduttimen lämpötehon  $\Phi_L$  ja kaukolämpötehon  $\Phi_{KL}$  mitattu kehittyminen ajettaessa VuB:n toista kaasuturbiinia alas toisen kaasuturbiinin jäädessä käyttöön.**

### 4.3 Vuosaari B:n reduktioajo

Reduktioajolla tarkoitetaan sellaista ajotapaa, jossa kattilan tuottamaa höyryä ajetaan paineenalennus- eli reduktioventtiilin kautta höyryturbiinin ohi. Tämän työn viitekehiksessä reduktioajolla tarkoitetaan höyryn ohittamista kaukolämmönvaihtimeen lauhduttimen sijasta, jolloin lauhtumislämpö saadaan hyödynnettyä kaukolämpöverkossa.

Nykyisten reduktioventtiilien ongelmista on raportoitu Mäen diplomityössä. Ongelmia ovat aiheuttaneet sekä venttiilin rikkoutumisherkkä rakenne että venttiilin heikko säädettävyyttä. Venttiileissä on esiintynyt muun muassa pilottimännän karan katkeamista, päämännän kiinnileikkaamista sekä välyksen kasvattamisen jälkeen männän pyörimistä. Korjaustoimenpiteillä mekaanisista ongelmista on pääosin päästy eroon, mutta kaukolämpöreduktioiden karat ovat edelleen alttiita katkeamisille. Näiden uusimiselle ei silti tähän mennessä ole nähty tarvetta, koska käyttöä kaukolämpöreduktioille on ollut vähän, ja suuremmat parannusinvestoinnit on keskitetty suojauskäytössä oleville kattilan käynnistysventtiileille ja lauhduttimen reduktioventtiileille. [6]

Säädön kannalta voidaan nimetä kaksi ongelmaa: Säädössä käytettävä virtausmittaus on paine-eroperusteinen mittalaippa, jolloin pienillä virtauksilla mittaus ei mittalaipoille tyypillisesti anna luotettavaa arvoa. Toinen ongelma on venttiilin itsensä heikko säädettävyyttä pienillä virtauksilla. Hydraulisen toimilaitteen pulssit ovat suurehkoja, ja asento ei täsmällisesti lukitu paikalleen pulssin jälkeen, mikä aiheuttaa tarpeettoman suuria virtausmäärän muutoksia pienelläkin venttiilin asennon muutoksella lähellä kiinni-rajaa [9].

Venttiileiden yleisen käyttövarmuuden lisäksi reduktioventtiilien, kaukolämpöverkon ja höyryturbiinin säätäminen yhdessä on koettu haasteelliseksi tilanteissa, joissa höyryturbiini ohitetaan osittain kaukolämpöreduktioon. Tällöin on mahdollista saada kaukolämpökuorma huojumaan KLV3:n ja höyryturbiinin kaukolämmönvaihtimien välillä. [45]

#### **4.4 Vuosaari B:n minimitehonajo**

Minimitehoksi määrittyy kaasuturbiinivalmistajan ohjeiden perusteella pienin sähköteho, jolle voidaan nimellisteholta laskeutua säilyttäen esisekoituspoltto kaasuturbiinin polttotapana. Polttotapa joudutaan vaihtamaan diffuusiopoltolle palamisen epästabiilisuuden vuoksi, ja diffuusiopoltolla typenoksidipäästöt lisääntyvät sallittua korkeammalle tasolle. Vuosaaren kaasuturbiinien osalta polttotavan muutos ylös ajettaessa tapahtuu n. 30 % kuormalla nimellistehoon verrattuna ja alas ajettaessa n. 45 % kuormalla nimellistehoon verrattuna. [9]

Palamisen epästabiilisuus on ilmiönä hyvin tunnettu propulsiolaitteille, kaasuturbiineille sekä kattila- ja lämmitysjärjestelmille. Ilmiö johtuu pohjimmiltaan resonoivasta vuorovaikutuksesta polttimen ja palamisreaktion välillä, ja aiheuttaa korkea-amplitudista paineen ja virtausnopeuden oskillointia. Aiheutuvat ongelmat ovat moninaisia, ja kaasuturbiineilla voi esiintyä muun muassa rakenteiden väsymiseen johtavaa värähtelyä tai liekin sammumista. Myös hystereesi on yleisesti havaittu ominaisuus, mikä selittää erilaiset stabiilisuusrajat tehonnoston ja -laskun välillä. Ilmiö on luonteeltaan monitahoinen, ja tutkimuksen edistyksestä huolimatta monia piirteitä ei kyetä täsmällisesti kuvaamaan. [46] Ilmiön suurista riskeistä sekä tutkimus- ja kehitystyön monimutkaisuudesta johtuen sähköntuottaja on käytännössä laitetoimittajan ohjeistuksen ja kehitystyön varassa, eikä tähän ilmiöön siksi syvennyttä tämän työn puitteissa.

Myös höyryturbiinilla on oma minimitehonsa. Höyryturbiinin minimitehoa rajoitetaan, jotta vältetään käyttö lähellä liian alhaista painesuhdetta. Painesuhteen laskiessa liian alas, alkaa siivistössä turbiinin sisäinen höyryn takaisinkierätyk, joka johtaa nopeaan lämpötilannousuun juoksusiivissä [47]. Vuosaari B:n höyryturbiinissa ilmiön takia välipaineturbiiniin ruiskutetaan vettä, kun höyryvirtaus välipaineturbiiniin laskee alle 25 %, mikä vastaa korkeapaineturbiinin noin 150 tonnin höyryvirtaa tunnissa tai koko turbiinin 35 MW:n tehoa vastapaineajossa [48]. Käyttöä tällä toiminta-alueella pyritään välttämään vesipisaroiden aiheuttaman eroosion vuoksi.

#### **4.5 Muutostilanteiden kustannuksia**

Muutostilanteet aiheuttavat kustannuksia riippumatta muutoksen suunnasta, ja laitoksia pyritään käyttämään kokonaistaloudellisesti optimaalisella tavalla. Jatkuvaan ajoon verrattuna alasajon kannattavuus riippuu siitä, kuinka paljon voidaan säästää niinä tunteina, kun sähköntuotanto on tappiollista. Seisovan laitoksen ylösajon kannattavuus perustuu siihen, kuinka suuria voittoja ylösajamalla voidaan saavuttaa. Ominaista muutostilanteille on normaalia ajotilannetta suurempi häviöiden osuus, ja lisäksi käynnistysten nähdään kasvattavan huoltokustannuksia.

Seuraavissa alaluvuissa esitetään muutamia yksinkertaisia laskelmia sähkön ja lämmön hintojen määrittämiseen. Näitä laskelmia käytetään käynnistyksissä syntyvien energia-

kustannusten arvioimiseen, mikä helpottaa analyysin keskittämistä oikeisiin kohteisiin. Kokemuksen perusteella käynnistysten huolto- ja kunnossapitokustannukset tiedetään pieniksi energiakustannuksiin verrattuna [45]. Tästä syystä seuraavissa tarkasteluissa käynnistyskohtaiset huolto- ja kunnossapitokustannukset sivuutetaan.

#### 4.5.1 Lämmön hinnan määrittäminen

Kaukolämmön hinnan määrittelyä käsiteltiin yleisesti sivulla 17. Tämän työn kontekstissa hyvä huomata, että Helsingin Energian kaukolämmön hintajakson kiinteät energiatariffit määritellään erikseen ennen kutakin jaksoa neljästi vuodessa. Jaksojen ajankohdat ja vuosien 2012 ja 2013 hinnat on esitetty taulukossa 7. [49]

**Taulukko 7: Helsingin Energian kaukolämmön energiamaksut 2012 ja 2013. [49]**

Kausi	Kuukaudet	2012 [€/MWh, alv 0 %]	2013 [€/MWh, alv 0 %]
<b>Huippukulutus</b>	<b>1-2</b>	47,39	47,61
<b>Talvi</b>	<b>3-4</b>	44,24	43,68
<b>Kesä</b>	<b>5-10</b>	25,14	25,67
<b>Talvi</b>	<b>11-12</b>	43,95	42,30

Taulukon lukuja voidaan käyttää myöhemmin hyödyksi, mutta lisäksi hyödyllisenä vertailukohtana on lämmön hinta erillistuotannossa. Oletetaan, että käynnistyksistä ja muista kehitystoimenpiteistä hyödytään tilanteissa, joissa muuten jouduttaisiin tuottamaan lämpöä erillistuotannolla. Lasketaan lämmön erillistuotantohinta kaavalla

$$H_{KL,ET} = \frac{H_{pa} + H_{vero} + H_{po}}{\eta_K}, \quad (6)$$

jossa  $H$  kuvaa hintaa,  $pa$  viittaa polttoaineeseen,  $vero$  lämmöntuotannon valmisteveroon ja huoltovarmuusmaksuun ja  $po$  päästöoikeuteen. Täsmällisemmin maakaasun vero koostuu energiaverosta ja hiilidioksidiverosta[50]. Muut muuttuvat kustannukset oletetaan pieniksi. Jakaminen hyötysuhteella  $\eta_K$  kuvaa, että kaukolämmön hinta suhteutetaan kaukolämpömäärään ja polttoaineeseen liittyvät kustannukset polttoainemäärään.

Kaukolämmön hinta lasketaan yksikössä €/MWh. jolloin muita hintoja joudutaan muuttamaan asianmukaisilla kertoimilla. Pelkän lämmön tuotannossa vero määrittyy suoraan käytetyn polttoainemäärän mukaan, kun taas yhteistuotannossa vero on alennettu ja se lasketaan tuotetun kaukolämpömäärän perusteella [50]. Päästöoikeuden hinta on tyypillisesti määritelty yksikössä €/tCO<sub>2</sub>, joten polttoaineteho ja päästöoikeiden tulo kerrotaan yksiköt korjaavalla polttoainekohtaisella päästökertoimella.

Lasketaan maakaasulla tuotetun kaukolämmön erillistuotantohinta taulukossa 8 esitettyjen tietojen perusteella kaavalla (6). Vero on huomioitu vuoden 2015 taulukon mukaan ja muut hinnat arvioitu viimeisimmistä historiatiedoista. Päästöoikeuden hintana käytetään NASDAQ OMX -jälkimarkkinoilla noteerattua hintaa. On hyvä huomata, että 2013

alkaneella päästökauppakaudella lämmöntuotanto saa vielä osan päästöoikeuksistaan ilmaiseksi, kun sähköntuotantoon ilmaisia päästöoikeuksia ei jaeta enää lainkaan [51]. Tämän työn hintatarkasteluissa mahdollisten ilmaisten päästöoikeuksien vaikutus sivuutetaan.

**Taulukko 8: Kaukolämmön erillistuotantohinta maakaasulla**

<b>Maakaasun hinta</b>	<b>32,95</b>	<b>€/MWh</b>	(T8, 9/2013-8/2014 keskiarvo)	[52]
<b>Vero ja huoltovarmuusmaksu</b>	<b>13,664</b>	<b>€/MWh</b>	(1/2015 alkaen)	[50]
Päästökerroin	0,201	tCO <sub>2</sub> /MWh		[14]
Päästöoikeuden hinta	6,40	€/tCO <sub>2</sub>	(9/2014)	[53]
<b>Päästöoikeus</b>	<b>1,29</b>	<b>€/MWh</b>		
<b>Yhteensä, polttoaine</b>	<b>47,90</b>	<b>€/MWh</b>		
<b>Hyötysuhde</b>	<b>0,90</b>	-	(Oletus)	
<b>Yhteensä, kaukolämpö</b>	<b>53,22</b>	<b>€/MWh</b>		

Oletetaan taulukoiden 7 ja 8 perusteella ja pienillä varmuusvarjoilla, että tuotetun kaukolämmön arvo on välillä 20–55 €/MWh. Näistä alempi arvo, 20 €/MWh perustuu kuluttajahintaan ja kuvaa kesäajan normaalitilannetta, jossa lämpö tuotetaan yhteistuotannolla. Ylempi arvo, 55 €/MWh kuvaa tilannetta, jolloin yhteistuotannolla voidaan välttää lämmön erillistuotantoa, ja perustuu siis lämmöntuotannon vaihtoehtoishintaan.

#### 4.5.2 Sähkön hinnan määrittäminen

Kirjallisuudessa (mm. [21] ja [37]) esitetään, että sähkö tulkitaan puhtaasti lämmön sivutuotteeksi, koska lämpö on joka tapauksessa jollakin tuotettava. Tällöin sähkön tuotot subventoivat lämmön hintaa, ja kaukolämmön hinnoittelussa voidaan hyödyntää lämmöntuotannon marginaalikustannusta.

Yllä mainittu menetelmä soveltuu hyvin tilanteeseen, jossa optimoidaan eri laitosten ajojärjestystä. Käynnistyksissä menetelmä on ongelmallinen, koska osa lämmöstä joudutaan tällöin väistämättä ajamaan mereen, mutta sähköä saadaan lähes alusta saakka. Siten tuotetun lämmön hinta muuttuu ylösajon edetessä. Toisaalta sähkön markkinahinta on jo tuntikohtaisesti tiedossa, samoin kuin tuotetun kaukolämmön arvo joko kuluttajahinnan tai vaihtoehtoiskustannuksen perusteella.

Mainitusta syystä tässä työssä tarkastellaan käynnistyksen kustannuksia vertaamalla tiettyjen toimintapisteiden sähkön hintaa markkinahintaan tai edullisimpaan mahdolliseen tuotantohintaan. Toimintapisteen sähkön hinta muodostetaan polttoainetehon, sähkötehon ja kaukolämpötehon, sekä polttoaineen ja kaukolämmön hintojen avulla.

Esimerkit kuvaavista toimintapisteistä, sekä vastaavat sähkön hinnat on esitetty taulukossa 9. Sähkön erillistuotantohinta ilman kaukolämpötuotannon vaikutusta on laskettu kaavalla



$$H_{s,ET} = \frac{\Phi_{pa}(H_{pa} + H_{po})}{P} \quad (7)$$

Päästöoikeuden ja polttoaineen hinnoille on käytetty samoja arvoja kuin taulukossa 8. Sähkön yhteistuotantohinta saadaan kaavalla

$$H_{s,YT} = \frac{\Phi_{pa}(H_{pa} + H_{po}) - \Phi_{KL}H_{KL} + 0,9 \times \Phi_{KL}H_{vero,YT}}{P}. \quad (8)$$

Osoittajan ensimmäinen termi kuvaa polttoaineen ja päästöoikeuden aiheuttamaa kustannusta, toinen termi kaukolämmön tuotannosta saatavaa kassavirtaa ja viimeinen termi kaukolämmön veroja. Tässä 0,9 on yhteistuotannon verokerroin, ja  $H_{vero,YT}$  on yhteistuotannon alennetun hiilidioksidiveron huomioiden suuruudeltaan 10,199 €/MWh [50].

Taulukon tarkoituksena on näyttää erot sähkön hinnassa erilaisten toimintapisteiden välillä, ja sitä tullaan hyödyntämään myöhemmissä laskelmissa. Taulukon jokaisella rivillä on helppo havaita kolmea viimeistä saraketta tarkastellessa kaukolämmön hinnan merkittävä vaikutus sähkön tuotantohintaan. Erityisesti höyryturbiinin lämmitykseen liittyvissä vaiheissa on tärkeä huomata, kuinka suuri ero sähkön hintaan voi muodostua siitä, että lämpö saadaan talteen. Tähän liittyen on esitetty vielä lisäesimerkkejä alaluvussa 4.5.3.

**Taulukko 9: Sähkön hintaesimerkkejä eri tuotantotilanteissa kiinteällä lämmön hinnalla kaavalla (8) laskettuna.**

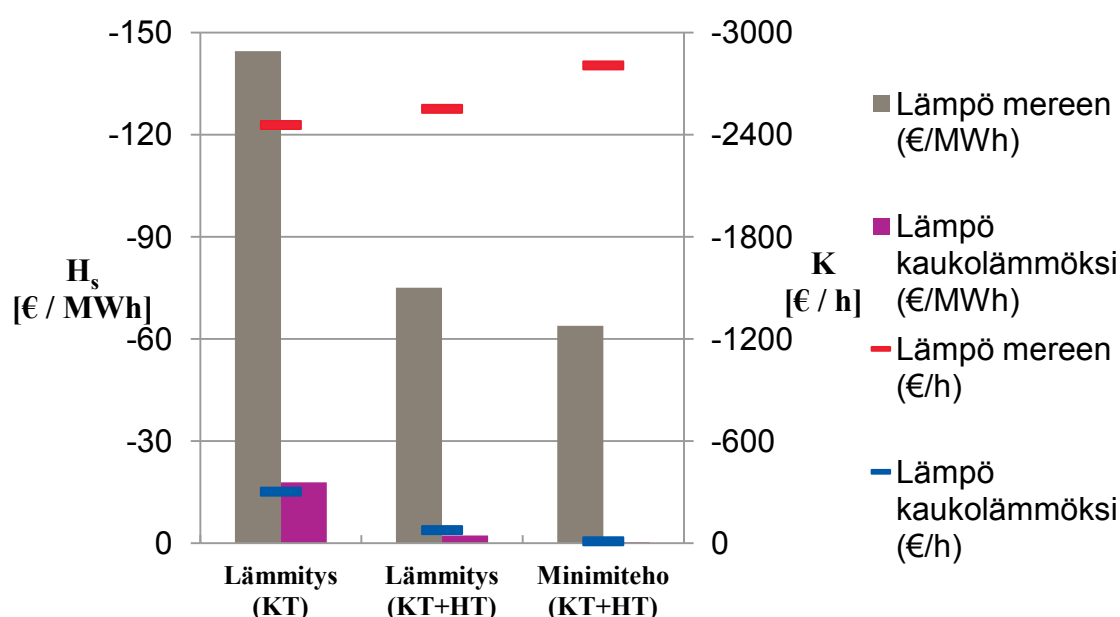
<b>Tilanne</b>	<b>P</b> [MW]	<b><math>\Phi_{pa}</math></b> [MW]	<b><math>\Phi_{KL}</math></b> [MW]	<b><math>H_{s,ET}</math></b> [€/MWh]	<b><math>H_{s,YT}</math></b> ( $H_{KL}=20$ €/MWh) [€/MWh]	<b><math>H_{s,YT}</math></b> ( $H_{KL}=55$ €/MWh) [€/MWh]
VuA: 1 KT, lämmitysvaihe	17	88	47	177,2	147,3	50,5
VuA: 1 KT + HT, lämmitysvaihe	34	107	54	107,7	90,6	35,0
VuA: 1 KT + HT, minimi	44	124	61	96,5	81,5	33,0
VuA: 1 KT+HT, peruskuorma	76	189	87	85,1	72,8	32,7
VuA: 2 KT+HT, minimi	92	236	117	87,8	74,1	29,6
VuA: 2 KT+HT, peruskuorma	165	363	162	75,3	64,7	30,3
VuB: 1 KT, lämmitysvaihe	50	220	41	150,6	141,8	113,1
VuB: 1 KT, lämmitysvaihe, kaikki lämpö tal- teen	50	220	147	150,6	118,8	15,9
VuB: 1 KT + HT, lämmitysvaihe	107	269	28	86,1	83,2	74,1
VuB: 1 KT + HT, minimi	122	294	147	82,5	69,5	27,3
VuB: 1 KT + HT, peruskuorma	222	462	200	71,2	61,5	30,0
VuB: 2 KT + HT, minimi	251	569	269	77,6	66,0	28,5
VuB: 2 KT + HT, peruskuorma	486	987	431	69,5	59,9	28,9

### 4.5.3 Esimerkki

Arvioidaan VuA:n kylmäkäynnistyksen kustannuksia taulukon 9 hintaesimerkkien mukaisesti. Sähkön vertailuhinnaksi valitaan yhden kaasuturbiinin ja höyryturbiinin peruskuormatilanteen edullisin hinta (32,7 €/MWh). Approksimoidaan käynnistys viikonlopun jälkeen taulukon 5 ja kuvan 8 perusteella seuraavalla tavalla:

1. Lämmitetään neljä tuntia pelkkää kaasuturbiinia käyttäen
2. Lämmitetään kaksi tuntia sekä KT:n että HT:n ollessa käytössä
3. Viimeiseksi ajetaan tunnin ajan minimiteholla ennen peruskuormalle siirtymistä

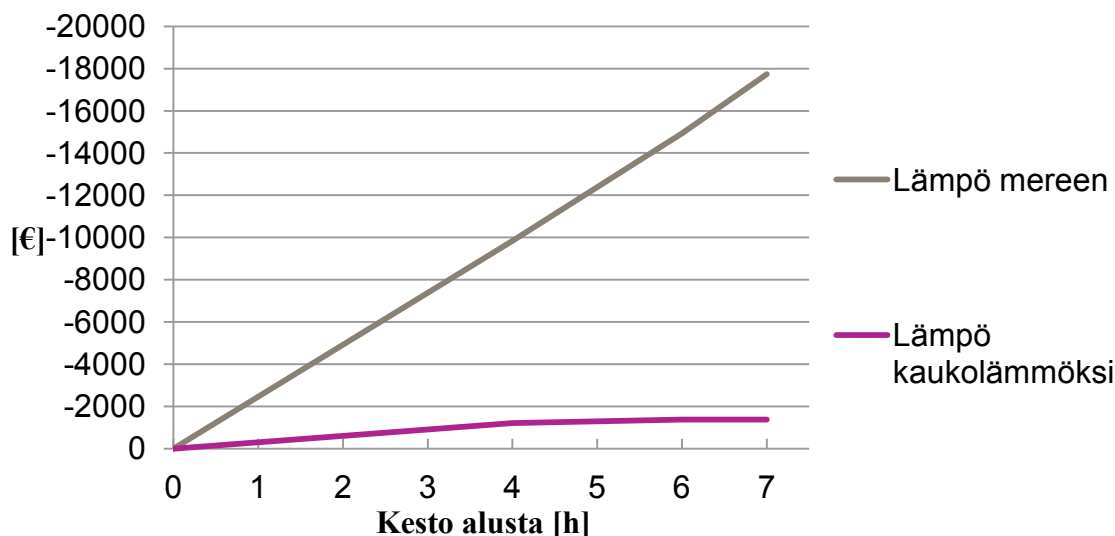
Näiden tietojen perusteella lasketaan eri hetkien kustannus sekä energia- että aikaperusteisesti. Kustannukset on esitetty tilanteittain kuvassa 12. Lisäksi kuvassa 13 on esitetty kylmäkäynnistyksen approksimaatiolle kaksi kumulatiivisten kustannusten käyrää.



**Kuva 12: VuA käynnistyskustannuksia tilanteittain**

Kuva 12 paljastaa käytetyillä hintaoletuksilla kaksi merkittävää seikkaa: Ensinnäkin, suuruusluokaltaan merkittävin säästö kaikissa tilanteissa tulee, mikäli syntyvä lämpö saadaan hyödynnettyä kaukolämpönä. Toiseksi, mikäli lämpö saadaan hyödynnettyä, jossain määrin merkittävät säästöt ovat mahdollisia vain alun lämmitysvaiheessa, jossa nykyiselläänkin lämmön menettämisen riski on suurin. Jos lämpöä ei saada hyödynnettyä, ovat ajallisen säästön vaikutukset kaikissa vaiheissa samaa suuruusluokkaa, suuremmilla tehoilla jopa hieman isommat.

Kuvassa 13 sama asia ilmenee siten, että ylempi käyrä hieman jyrkkenee alemman käyrän loiventuessa. Kuvaa ei luonnollisestikaan voida pitää absoluuttisena totuutena hinnoista, koska on epätodennäköistä menettää kaikki lämpö tai saada kaikki lämpö talteen. Esitettyjä arvoja voidaan kuitenkin pitää raja-arvoina käynnistyksen energiakustannuksiksi.



**Kuva 13: VuA kylmäkäynnistyksen kumulatiivinen kustannus**

VuB:n osalta yhden kaasuturbiinin ylösajossa toisen rinnalle (kuva 10) vastaavanlaisten yksinkertaisten vaiheiden erottelu on vaikeampaa. Sähkön hinnan osalta voidaan todeta erojen olevan melko pieniä ja edullisimman toimintapisteen vaihtelevan lämmön arvon mukaan. Käynnistyksen oletetaan perustuvan kasvaneeseen lämmön kysyntään luvun 3.2.4 mukaisesti, joten mereen ajettulle lämmölle voidaan yksinkertaisesti laskea arvo. Taulukkoon 10 on koottu mittaustiedoista tutkimusjakson aikana suoritettujen käynnistysten vaihteluväli, ja laskettu vastaavat menetykset. On syytä huomata, että mainittu  $H_{KL}$  ei suoraan kertoudu säästökksi, vaan lisääntyvästä yhteistuotantokaukolämmöstä maksetaan verot kaavan (8) mukaisesti. Myöhemmin käytetään arviona, että tästä lämpömäärästä voitaisiin saada talteen noin puolet, jolloin säästyisi 4910 euroa käynnistyksessä.

**Taulukko 10: VuB yhden KT:n ylösajossa mereen ajettun lämmön menetys**

Mereen ajettu energia [MWh]	Menetys [€]	Menetys [€]
	( $H_{KL} = 20 \text{ €/MWh}$ )	( $H_{KL} = 55 \text{ €/MWh}$ )
147 – 222	1590 – 2400	6490 – 9820

Esitetään vielä yhteenveto lukujen 4.1.3 ja 4.2.3 esimerkkikäynnistyksistä taulukossa 11. Taulukossa on esitetty polttoaineesta saatu lämpömäärä, sähköenergia sekä kaukolämpöverkkoon ja mereen päätyneet lämpömäärät. Kiinnittämällä sähkön, lämmön ja polttoaineen hinnat, voidaan laskea kokonaiskustannukset. Esimerkiksi arvoilla  $H_{\text{Spot}} = 30 \text{ €/MWh}$ ,  $H_{KL,et} = 55 \text{ €/MWh}$  ja aiemmin mainitulla polttoainekustannuksella VuA:n käynnistys maksaa kaukolämmön verot huomioiden noin 12 000 euroa mereen menevän lämmön arvon ollessa samaa suuruusluokkaa. Vastaavasti VuB:n yhden kaasuturbiinin käynnistyksen maksaa noin 7 000 euroa, mereen menevän lämmön arvon ollessa jälleen samaa suuruusluokkaa.

Lasketaan vertailun vuoksi kuvaa 5 hyödyntäen vielä esimerkki syklittäisen käytön tarjoamista tuottomahdollisuuksista: Ideana on, että sama kaukolämpömäärä tuotetaan lämpöakkujen avulla siten, että yöaikaisen minimitehon sijaan ajetaan useampi tunti

normaalia peruskuormaa paremmilla sähkön hinnoilla. Yöaikainen alasajo voisi mediaanihintojen perusteella tuottaa noin viiden tunnin edestä noin 10 €/MWh paremman hinnan, ja viikonlopun yhteydessä kyse voisi olla noin 5 €/MWh 60 tunnin seisokilla. Verrataan tässä VuA:n yhden kaasuturbiinin ja höyryturbiinin minimitehonajoon, jolloin saadaan noin 44 MW sähkötehoa. Vastaavalla määrällä sähköenergiaa yöaikaisen seisokin hyöty olisi 2200 euroa ja viikonlopun yli kestävä seisokin 13 200 euroa. Tämä esimerkki on kiistämättä epätarkka, sillä kaukolämpöverkon todellinen tilanne ja kulloisetkin sähkön hinnan ennusteet vaikuttavat todellisessa tilanteessa huomattavasti. Esimerkki osoittaa kuitenkin, että nykyisilläkin sähkön hinnan tavanomaisilla vaihteluilla ennalta määritellyn pituinen seisokki voivat mahdollistaa tasaista ajoa suuremman tuoton, koska ylös- ja alasajon tuotot ja kulut ovat samassa suuruusluokassa.

**Taulukko 11: Esimerkkikäynnistysten yhteenveto**

	$Q_{pa}$	$E_s$	$Q_{KL}$	$Q_{meri}$
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
VuA kylmäkäynnistys 4.1.3	824	274	171	279
VuB yhden kaasuturbiinin ylösajo 4.2.3	977	374	335	168

## 5 Kehitysmahdollisuuksien kuvaus ja arviointi

### 5.1 Toimintatapojen ja automaation kehittäminen

#### 5.1.1 Automaation ohjelmien laatiminen ja kehittäminen

Tällä hetkellä automaatiossa ei ole ohjelmia useimpia muutostilanteita varten. Piirre näkyy erityisesti siinä, että monissa muutostilanteiden vaiheissa mikään laitetoimittajien tai automaation kriteeri ei todellisuudessa rajoita tehonmuutosta. Lisäksi suuntaa-antavista ohjeistuksista huolimatta kukin operaattori saattaa tehdä toimenpiteitä hieman erilaisilla tehonkorotusaskelilla, mikä vaikeuttaa tehonmuutoksen kokonaiskeston arviointia. Lisäksi ohjelmien puuttuminen johtaa siihen, että operaattorien työ muutostilanteiden yhteydessä on hektistä ja varsinkin kaukolämmön ohjaus sitoo henkilökuntaa [9].

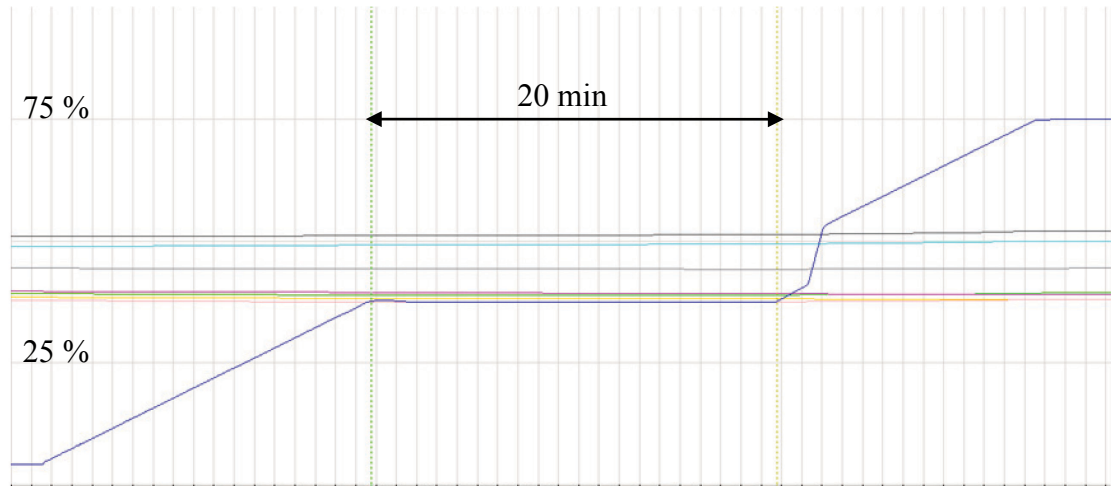
VuA:ssa lämmitys- ja ylösajo-ohjelmista havaittiin muutama nopeuttava kehittämiskohde. Venttiilipesän lämmitysventtiili avataan pulsseilla, joissa yhden minuutin avaamista seuraa kahden minuutin odotus, ja kaiken kaikkiaan avaaminen kesti noin 31–34 minuuttia. Ottaen huomioon, että venttiilipesän seinämien välinen lämpötilaero pysyy normaalisti vain noin 15 K luokassa, olisi nopeampi avaaminen mahdollinen. Lämpötilaerolle ei ole annettu ylärajaa, mutta ohjelman etenemiseksi seuraaviin vaiheisiin sen on oltava alle 30 K. Venttiilin avaamisnopeus voisi olla tiiviimmin sidoksissa lämpötilaeroon, tai kokeilemalla voitaisiin löytää nopeampi, sovelias ajotapa. Koko lämmitysvaihetta lyhentävä vaikutus voisi olla suuruusluokaltaan 10 minuuttia.

Höyryturbiinin ylösajo-ohjelmassa kierrosten nosto nimelliskierroksille (3000 rpm) kestää yhteensä 50 minuuttia sisältäen 20 minuutin odotusvaiheen tasolla 1500 rpm. Laitoksen dokumentaatiossa löytyy keskenään osittain ristiriitaista tietoa tästä vaiheesta, sillä kylmäkäynnistykselle on olemassa 20 minuuttia nopeampikin ohjekäyrästä, jossa odotusaika on lyhyempi ja kierrostennostorampit jyrkempiä.

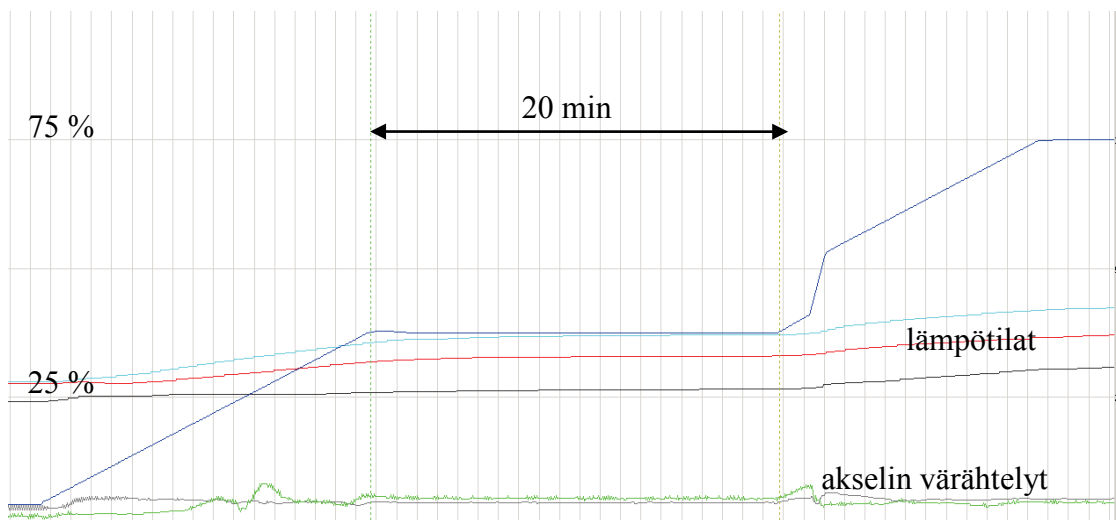
Odotusaikaa perustellaan mm. lämpötilojen tasaantumisella ja mittausten luotettavuuden varmistumisella. Nykyisellä automaatiolla odotusajan pituuden mielekkyys voidaan kyseenalaistaa. Kuvassa 14 on näytetty, kuinka missään höyryturbiinin mittaustiedossa ei tapahdu olennaisia muutoksia odotusaikana.

Sininen viiva kuvaa höyryturbiinin kierrosnopeutta. Kuvan piirrot on poimittu automaatiojärjestelmästä, ja yksiköt ovat suhteellisia, mutta itse turbiinissa ja venttiilipesässä (14.a) suurin lämpötilanmuutos 20 minuutin odottelun aikana on 1,5 K. Kuvassa (14.b) on esitetty turbiinin laakerin lämpötila sekä akselin värähtelytaso. Laakereiden lämpötilamittaukset osoittavat suurimmillaan noin 2 K muutosta odottelun aikana, eikä tätäkään muutosta voi pitää järin merkittävänä. Tämän perusteella odotusta voisi todennäköisesti lyhentää kokeita tekemällä mahdollisesti esimerkiksi 5–15 minuuttia ilman riskien merkittävää lisääntymistä. Esimerkiksi voimalaitoksen käyttöönottokokeissa vuonna 1990 höyryturbiinin kierrokset on nostettu nolasta nimelliskierroksille noin 15 minuutissa odotusajat mukaan lukien [54].

Ehdotetuin muutoksin saataisiin noin 30 minuutin lyhennys käynnistykseen, jonka arvo olisi kuvan 12 perusteella noin 1200 euroa per käynnistys.



a. Venttiilipesän ja turbiinin pesän lämpötilamittaukset kierrosten noston aikana.



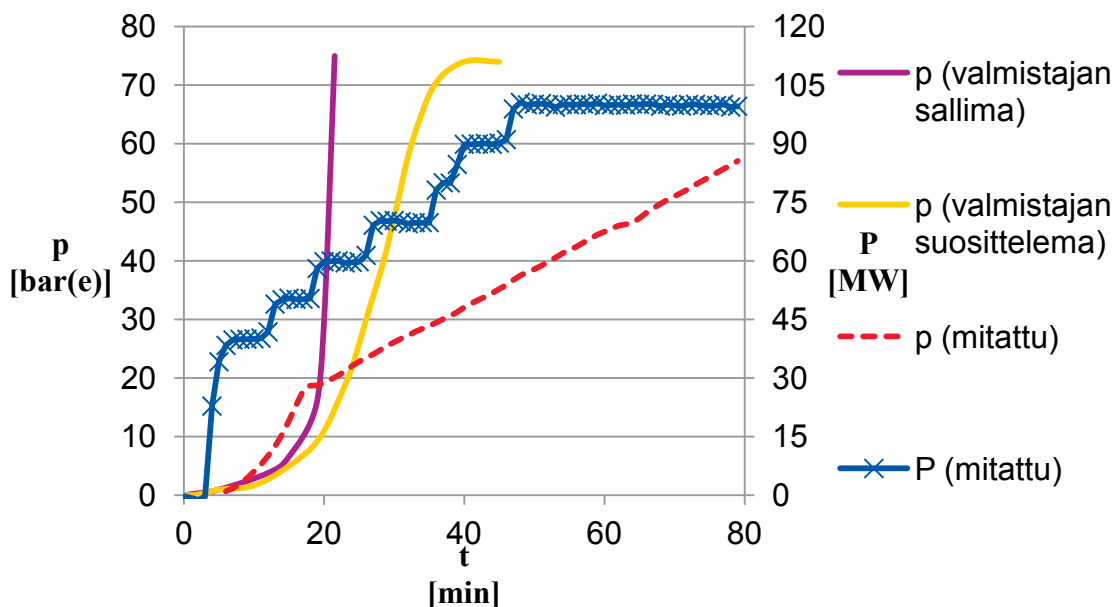
b. Turbiinin laakereiden lämpötilamittaukset sekä akselin värähtely kierrosten noston aikana.

**Kuva 14: Pääautomaatiojärjestelmästä kerättyjä mittaustietoja VuA HT:n kylmäkäynnistyksen kierrosten nostosta. Tummansininen viiva kuvaa kierrosnopeutta, ja 20 minuutin mittainen odottelujakso on osoitettu erikseen.**

VuB:n automaatioissa merkittävin yksittäinen havainto oli liukuvan paineen säädön hidas toiminta. Ongelman merkitys korostuu erityisesti, kun toinen blokki nostetaan ylös käynnissä olevan blokin rinnalle, ja paineiden tasaantumista eri blokkien välillä joudutaan odottelemaan. Ongelman selitys on lopulta yksinkertainen: liukuvan paineen asetusarvon muutosnopeus käynnistystilanteessa on asetettu automaatioon tarpeettoman matalaksi ottaen huomioon sekä kaasuturbiinin mahdollisuudet että kattilavalmistajan sallimat muutosnopeudet. Esimerkki tästä on esitetty kuvassa 15.

Kuvassa on esitetty yhtenäisillä viivoilla kattilan valmistajan käyrästöt sallitulle ja suositeltavalle paineen nousulle ylösajoja varten [44]. Lisäksi on esitetty yhdessä käynnistyksessä toteutunut paineen nousu, kun kaasuturbiinin tehonasettelua on nostettu vaaleanruskean käyrän mukaisesti noin 10 MW:n askelin. Voidaan huomata myös, että kaasuturbiinin teho todella nousee noin minuutin aikana vaaditun muutoksen verran, joten kaasuturbiinin tehonmuutokset eivät prosessia rajoita. Kattiloiden yhdistäminen

tehdään nykyisin tyypillisesti noin 60 baarin tasolla, joten virittämällä liukuvan paineen asetusarvo seuraamaan valmistajan suositusta, voitaisiin käynnistyksessä säästää parhaassa tapauksessa jopa 50 minuuttia, jolloin sekä lauhtuttimeen ajettava lämpö että käynnistysventtiilin kautta katolle puhallettava höyrymäärä pienenisivät itsestään.



**Kuva 15:** Kattilan paineen  $p$  nousu käynnistyksessä ajan funktiona: sallitut ja suositellut arvot sekä mitattu esimerkki. Kaasuturbiinin mitattu sähköteho  $P$  on esitetty havainnollisuuden vuoksi.

Euromääräinen säästö aiemmin esitetyillä menetelmillä arvioituna, kuvan esimerkkitapauksessa säästyvällä 100 megawattitunnin energiamäärällä olisi maksimissaan 1080 eurosta 4420 euroon kaukolämmön hinnasta riippuen, jos ajan lyhennys toteutuu täysin. Mahdollisuuden täysimääräistä hyödyntämistä voivat rajoittaa esimerkiksi kaukolämmön tuotantoon tai lauhteiden pumppaukseen liittyvien säätöjen stabiilisuus, tai kattiloiden yhdistämisessä lämpötilojen tasaantumiseen liittyvä viive. Lämpötilaeron tasoittumisesta ei saatu koeajoissa suoritettua täysin tyypillistä, onnistunutta mittausta, joten sen vaikutuksen tarkempi tarkastelu jää myöhemmäksi.

Tällä hetkellä lämpötilaeron tasaantumista ja mittaamista vaikeuttaa, ettei mittauspisteen lähellä ole ylösajossa hyödynnettävää vesityslinjaa, joka aikaansaisi lämmittävää virtausta ja varmistaisi mahdollisesti syntyvän lauhteen poiston. Mikäli myöhemmin tarvetta ilmenee, yksi olemassa oleva käsikäyttöinen vesitys olisi pienin muutoksin otettavissa käyttöön myös ylösajoissa.

Työn aikana VuB:n koeajoissa arvioitiin myös, että osa automaatiojärjestelmän säätäjistä on viritetty nimenomaan vakaata peruskuorman ajoa varten. Muutostilanteissa havaittiin sekä tarpeettoman nopeasti että tarpeettoman hitaasti reagoivia säätäjiä. Esimerkkinä tästä on kaukolämpöpumpun ohjaus: Laitoksen tehonnostossa, höyryturbiinin kuormaa lisättäessä kaukolämmön menoveden lämpötilaa virtausmäärällä ohjaava säätö reagoi kaukolämpökierron viiveen vuoksi pahimmillaan jopa virheellisesti muuttuvaan ajotilanteeseen. Viiveet johtavat nousevaan lämpötilaan kaukolämmönvaihtimissa, mikä pahimmillaan aiheuttaa höyryturbiinin pikasulun vastapaineen noustessa liian korkeak-



si. Tämänkaltaisia piirteitä kehittämällä voidaan vaikuttaa ennen kaikkea muutostilanteiden toimintavarmuuteen.

### 5.1.2 Reduktiolämmön nopeampi talteenotto muutostilanteissa

Luvussa 4 havaittiin, että ylösajoissa lämmitysvaihe saattaa kestää jopa monia tunteja. Tällöin tyypillisesti ajetaan paljon lämpöä mereen joko lauhduttimen (VuB) tai priimauslämmönvaihdinten (VuA) kautta. Voimalaitoksen päässä mikään ei teknisesti estä lämmön ottamista talteen, kunhan kaukolämpöverkko pystyy ottamaan sen vastaan joko lämpöakkuihin tai suoraan verkkoon [9]. Tällöin on kaukolämpöverkon kannalta tärkeää, että muutostilanne on ennakoitu ja hyvin suunniteltu, esimerkiksi paineiskujen ja lämpöverkon tarpeettoman huojumisen välttämiseksi [41].

KL-akun lataamista tai lämmönsiirtoa pääverkon ja pintaverkon välillä voi rajoittaa lämmönsiirtimien kapasiteetti tai lämpöakun varaustila. Muutostilanteissa lauhdutinteho on ylittänyt suurimman lataustehon hyvin harvoin. Myöskään lämpöakun varaustilanne ei yleensä ole rajoittanut. Lämpöä on ajettu mereen ennen kaikkea prosessin stabiilisuden parantamiseksi.

VuA:n kylmästarteissa on vuoden 2014 tutkimusaikana kulunut 57–365 MWh lämpöä mereen. Pienin lukema saavutettiin käynnistyksessä, jossa pyrittiin kääntämään tuotanto mahdollisimman nopeasti merestä kaukolämpöverkkoon. Suurimmat lukemat kuvaavat tilanteita, joissa lämpökuormaa on alettu siirtää vasta höyryturbiinin käynnistyksen jälkeen. Taulukossa 12 on esitetty lämmön menestyksestä koituva tappio vastaavalla tavalla kuin VuB:n osalta luvussa 4.5.3.

**Taulukko 12: VuA kylmäkäynnistyksissä mereen ajetun lämmön menetys**

Mereen ajettu energia [MWh]	Menetys [€] ( $H_{KL} = 20 \text{ €/MWh}$ )	Menetys [€] ( $H_{KL} = 55 \text{ €/MWh}$ )
57 – 365	617 – 3950	2520 – 16125

Lämmön talteenoton kannalta onnistuneen käynnistyksen ero pahimpaan tapaukseen on pienilläkin lämmön hinnoilla yli 3000 euroa per käynnistys, ja korkeammilla lämmön hinnoilla yli 13 000 euroa. Luvut ovat varsin hyvin linjassa kuvan 13 approksimaation kanssa.

Vaikka jokainen käynnistys ei nykyisin olisikaan huonoin mahdollinen, on sellaisten käynnistysten riski pyrittävä minimoimaan. Suuri vaihteluväli on siis hyvä esimerkki siitä, miksi muutostilanteet olisi syytä kuvata nykyistä tarkemmin, kun lämmön parempi talteenotto aivan ilmeisesti on toteutettavissa.

VuB:n osalta mereen ajettavan lämmön kustannuksia on esitetty jo luvussa 4.5.3 taulukossa 10. Siitä huolimatta ajotapoja voitaisiin kehittää myös VuB:n osalta, ja tästä syystä aihetta käsitellään lisää luvussa 5.2.3.

### 5.1.3 Muutostilanteiden täsmällisempi kuvaus

Kuten jo edellä luvussa 5.1.1 todettiin, ylösajoissa on tiettyjen automaatiassa olevien ohjelmien lisäksi käytettävissä laitoskomponenttien valmistajien käyriä tai muita ohjeita. Operaattorit seuraavat kyllä ohjeita, mutta monessa muutostilanteessa voitiin silti havaita ohjeistuksen epätasällisyydestä johtuvia eroja eri vuorojen ja käynnistystilanteiden välillä. Hyvinä esimerkkeinä ohjeiden epätasällisyydestä voidaan mainita höyryturbiinien tehonnostokäyrät, jotka on molemmilla voimalaitoksilla laadittu kahden kaasuturbiiniblokin tuottamille höyrymäärille. Toisena esimerkkinä, ohjeiden sallimien lämpötilarajojen ääripäiden välinen vaikutus lämmityksen kestoon oli VuA:ssa noin 30 minuuttia. Kolmanneksi, sekä kaukolämpövalvomosta että keskusvalvomosta tulleet toivomukset ovat saattaneet vaikuttaa ylösajonopeuteen joko nopeuttavasti tai hidastavasti.

Näiden esimerkkien perusteella muutostilanteet on syytä kuvata laitostasolla täsmällisemmin, jotta eroavaisuuksia voitaisiin pienentää. Lisäksi on syytä harkita muutostilanteiden aiempaa tarkempaa luokittelua tyypillisiä tilanteita varten, koska jopa kylmäkäynnistyksissä on seisokin pituudesta riippuvia eroja: viikonlopun jälkeen höyryturbiini ei ole täysin kylmä, mutta viikon jälkeen on. Nämä kuvaukset todennäköisesti helpottaisivat myös ennustettavampaa sähkön myyntiä Spot-markkinoille [55]. Euroissa laskettavia hyötyjä voidaan saavuttaa parhaiden käytäntöjen levittämisestä kaikkiin vuoroihin. Lisäksi täsmällisempi kuvaus helpottaa myöhempien kehityshankkeiden suunnittelua ja priorisointia, kun tarpeetonta vaihtelua on vähennetty.

Euromääräisen säästöesimerkin esittämiseksi oletetaan, että VuA:ssa voidaan hyvien käytäntöjen myötä osassa käynnistyksistä säästää ajallisesti puoli tuntia kaasuturbiinilla tehtävästä lämmityksestä. Lisäksi paremman ennustettavuuden ansiosta voidaan säästää yksi tunti minimitehonaajasta, kun sähkön tuotanto saadaan tarkemmin myytyä markkinoille ja lämmön tuotanto ajettua suunnitellusti verkkoon. Oletetaan lisäksi, että lämpö päätyisi ilman täsmällisempää ohjetta mereen, ja käytetään aikaperusteisina kustannuksina kuvan 12 arvoja. Laskelma on tiivistetty taulukkoon 13.

**Taulukko 13: Esimerkki tarkempien käynnistyskuvausten säästöpotentiaalista VuA:ssa**

Vaihe	Ajansäästö	[€ / h]	[€]
Lämmitys (KT)	0,5 h	2457	1228,5
Minimitehonaajo (KT+HT)	1 h	2807	2807
<b>Yhteensä</b>			<b>4035,5</b>

Taulukon 13 laskelman karkeudesta huolimatta säästöpotentiaali ajansäästöstä on tuhansia euroja per käynnistys. Lisäksi kuvassa 13 esitetyn kaukolämmön talteenottoon perustuvan, maksimissaan noin 16 000 euron säästöpotentiaalin hyödyntäminen vaatii myös käynnistysprosessin täsmällisempää kuvausta. Todennäköisempi yhdistetty säästöpotentiaali voidaan arvioida kuvia 8 ja 13 vertaamalla: Kuvan 8 esimerkissä lämpö ajettiin mereen noin viiden tunnin kohdalle asti, kunnes sitä käännettiin kaukolämmön tuotannon puolelle. Jos oletetaan, että ensimmäisen tunnin lämpö ei ole missään tapauk-

sessä käytettävissä ja että viidennen tunnin jälkeen se on saatu melko varmasti talteen, olisi toimintatapojen ja kaukolämmön talteenoton yhdistetty hyöty kuvan 13 perusteella noin 8000 euroa käynnistystä kohden.

## **5.2 Teknisiä prosessimuutoksia vaativat mahdollisuudet**

### **5.2.1 VuA:n pikasulku-säätöventtiilien uusiminen**

Jokainen kylmäkäynnistys aiheuttaa venttiilin lämmittämiseksi vuoksi noin 2,5 tuntia kestävän lämmitysvaiheen, ja näin pitkät venttiilin lämmitykset eivät luvussa 3.2.3 esitetyn kirjallisuuden perusteella ole tyypillisiä. Näin ollen, venttiilikonstruktion uusiminen voisi tuottaa esimerkiksi kahden tunnin säästön käynnistykseen. Aiemmin käytetyillä luvuilla käynnistyskohtainen säästö olisi siis 4914 euroa.

Uusien venttiilien vaatimuksia olisi nykyistä ohuempi rakenne, ja materiaalin kestävyys lämpötilanvaihteluita kohtaan olisi tärkeä suunnitteluperuste. Venttiilikonstruktion ollessa laaja arvioidaan muutoksen kustannukseksi 500 000 euroa.

### **5.2.2 VuA:n pikasulku-säätöventtiilin lämmityslinjan muutokset**

Tällä hetkellä pikasulku-säätöventtiilin lämmityslinjan virtaus hidastaa venttiilipesän lämmitystä. Lämmityslinja on noin kolmekymmentä metriä pitkä DN50-kokoinen linja, josta lämmityshöyry ohjataan suoraan katolle, kattila 2:n käynnistyshöyryn äänenvaimentimeen. Lämmityslinjan rooli rajoittavana tekijänä voidaan perustella sillä, ettei venttiilipesän sisä- ja ulkopinnan välinen lämpötilaero rajoita lämmitysvaihetta, vaan lämmitysventtiili on täysin auki noin kahden tunnin ajan. Lisäksi menetelmä aiheuttaa meluhaittaa ympäristöön käynnistysten aikana.

Vaihtoehtoina lämmityslinjan kehittämiseen voidaan pitää linjan uusimista suuremmalla putkikoolla, tai linjan uusiminen suuremmalla putkikoolla muualle kuin katolle. Mikäli höyryt otettaisiin talteen, kiinnostavin vaihtoehto olisi reduktiolämmönvaihdin KLV3, jolla myös lämpöä saataisiin talteen ja lisäksi KLV3 sijaitsee fyysisesti varsin lähellä lämmityslinjan lähtöä. Muutostöiden hinnaksi on arvioitu 200 000 euroa.

Venttiilipesän pintojen välinen lämpötilaero on lämmityksen aikana noin 40–65 % sallitusta. Näin ollen voidaan olettaa, että lämmityslinjan virtausmäärä voitaisiin likimain kaksinkertaistaa. Tällöin voitaisiin saavuttaa noin tunnin aikasäästö käynnistykseen. Tunnin säästö lämmitysvaiheeseen tarjoaisi noin 2457 euron säästön per käynnistys aiempien arvioiden mukaisesti.

### **5.2.3 Vuosaari B:n kaukolämpöreduktioventtiilien uusiminen**

Aiemmin on todettu, että reduktioventtiileissä on tiettyjä toiminnallisia puutteita, joiden vuoksi niiden käyttöä pyritään välttämään. Käyttö on siis tietyissä tilanteissa mahdollista, mutta venttiileiden toiminnan varaan on vaikea laskea kaupallisia päätöksiä. Laskeaan, millaisista tuottomahdollisuuksista reduktioajon luotettava toiminta mahdollistaisi.

Jaetaan reduktion hyödyntämistilanteet karkeasti kahteen eri vaihtoehtoon: Ensimmäisessä vaihtoehdossa reduktioajoa käytetään, kun sähkön hinta on huono, mutta kaukolämpöä voidaan tuottaa joko suoraan kulutukseen tai lämpöakkuun. Toisessa vaihtoeh-

dossa oletetaan, että Fingrid on hyväksynyt Helsingin Energian alassäätötarjouksen, ja alassäätö toteutetaan reduktiolla kaukolämpöä tuottaen. Erona ensimmäiseen vaihtoehtoon on, että mahdollisuuksia alassäätöön voi olla jonkin verran harvemmin, mutta niistä saadaan erillinen, alassäätöhinnan ja Spot-hinnan erotuksen suuruinen preemio.

Muutokselle on alustavassa vaiheessa arvioitu 400 000 euron kokonaiskustannus. Mikäli toimenpide tehdään ja uusi ajotapa mahdollistetaan, olisi syytä tehdä myös helppo-käyttöinen säätäjä reduktioajoa varten. Nykyisissä säätäjissä reduktioventtiileitä käytetään automaattisesti vain, kun kaukolämpövedelle tarvitaan korkeampia lämpötiloja. Muissa tilanteissa reduktiolämmönvaihtimen käyttö vaatii operaattorilta manuaalisia ohjaustoimenpiteitä venttiilien avaamiseksi.

### 5.2.3.1 Reduktio matalilla sähkön hinnoilla

Selvitetään, kuinka usein reduktiota voisi matalilla sähkön hinnoilla hyödyntää. Käytetään vertailuhintana minimitehohintaa, joka yhdellä kaasuturbiinilla ja höyryturbiinilla on 28,5 €/MWh ja 27,3 €/MWh molempien kaasuturbiinien ollessa päällä. Valitaan vuosien 2012 ja 2013 sähkön hintatiedoista ne tunnit, joilla hinta on ollut näiden alapuolella. Mainittuja hintoja käytettäessä oletetaan vaihtoehtoisen lämmön olevan erillistuotannolla tehtyä, joten valitaan tutkittaviksi vain talven ja huippukulutuskausien kuukaudet. Tällöin korvattava lämpö on Helsingin Energian kaukolämmön energiatariffien perusteella (taulukko 7) todennäköisimmin erillistuotantoa.

Taulukossa 14 on esitetty näiden tuntien lukumäärät. Talvi- ja huippukulutuskaudet yhteen laskettuna vuonna 2012 tällaisia tunteja oli 333 ja 171 vuonna 2013.

**Taulukko 14: VuB tappiollisten tuntien  $n_h$  lukumäärä talvikautena vuosina 2012 ja 2013 sekä kyseisten tuntien toteutunut keskihinta  $H_{ka}$ . Hintatiedot Nord Poolin Spot-hintojen mukaan [29].**

		$28,5 > H_{s,Spot} \geq 27,3$	$H_{s,Spot} < 27,3$	Yht
		[€/MWh]	[€/MWh]	
2012	$n_h$	104	229	333
	$H_{ka}$	27,96	24,37	25,49
2013	$n_h$	55	116	171
	$H_{ka}$	27,91	22,42	24,19

Liitteen 1 taulukossa on esitetty laskelma, paljonko reduktioajolla olisi näinä tunteina voinut säästää. Seuraavia oletuksia on käytetty:

- Reduktioajon hinnat on laskettu jälleen kaavalla (8).
- Yhden kaasuturbiinin minimitehotilanteessa on oletettu kaiken höyryn siirtyvän höyryturbiinilta reduktiolämmönvaihtimeen, mikä vastaa 40 megawatin muutosta sähkö- ja lämpötehojen välillä.

- Kahden kaasuturbiinin minimitehotilanteessa on oletettu, että höyryturbiini jätetään sähköntuotantoon, mutta sama määrä (40 MW) tuotantoa siirretään sähkön tuotannosta lämmöntuotantoon.
- Kokonaishyötysuhteen oletetaan pysyvän samana.
- Halvimman luokan tunneista puolet on jaettu hyödynnettäväksi yhden kaasuturbiinin tilanteessa ja toinen puoli kahden kaasuturbiinin käyttötilanteessa. Ylempi luokka on oletettu hyödynnettäväksi kokonaan kahden kaasuturbiinin ollessa käytössä.

Näillä oletuksilla ja tiedoilla vuotuiseksi säästökseen saadaan 148 000 – 271 000 euroa. Esitettyä arviota voidaan pitää jonkinlaisena ylärajana, koska kaikkia mahdollisia tunteja ei todennäköisesti pystytä hyödyntämään. Mikäli korkeamman hintaluokan tilanteissa päällä olisi aina vain yksi kaasuturbiini, eikä kyseisiä tunteja päästäisi hyödyntämään, reduktioajomahdollisuuden hyödyt putoaisivat noin kolmasosalla. Toisaalta tässä työssä ei ole tarkkaa tietoa hetkittäisistä lämmöntuotannon marginaalikustannuksista, minkä vuoksi reduktio kannattaisi myös korkeammilla sähkön hinnoilla, jos saatava lämpö olisi tuotantotavasta johtuen aiemmin oletettua arvokkaampaa. Tätä mahdollisuutta on havainnollistettu liitteessä 2.

Edellisessä laskelmassa on siis tarkasteltu vain hetkiä, jolloin sähkön hinta on todella tappiollinen, mutta liitteen 2 kuvaajista on helppo havaita reduktioajon muuttuvan kannattavaksi jo tätä aiemmin. Johdetaan kaavasta (8) määritelmän (3) avulla sellainen kaukolämmön hinta, jolla reduktiosähkön hinta on sama kuin ilman reduktiota. Kokonaishyötysuhde ja polttoainetehto oletetaan siis vakioksi, jolloin verot huomioiden kaukolämmön hinnan kaavaksi saadaan

$$H_{KL} = \frac{H_{pa} + H_{po}}{\eta_{kok}} + 0,9 \times H_{vero,YT} \quad (9)$$

Esimerkiksi yhden KT:n minimitehoajolla  $\eta_{kok} = 0,915$ , jolloin luvussa 4.5 esitetyillä muilla lähtöarvoilla kaavasta saadaan kaukolämmölle  $H_{KL} = 46,6 \text{ €/MWh}$  ja vastaava sähkön hinta  $H_{s,YT} = 37,42 \text{ €/MWh}$ . Liitteen 2 kuvissa tässä pisteessä reduktioajon ja normaalin ajon hintasuorat leikkaavat, samoin kuin ajotapojen välisen kokonaistuoton eron nollasuora.

### 5.2.3.2 Reduktion käyttö sähköntuotannon alassäätöön

Reduktioajon mahdollisuus muuttuu yhä tuottavammaksi, jos reduktion käyttö voidaan yhdistää alassäätötarjoukseen siten, että reduktiolämpö korvaa jälleen kaukolämmön erillistuotantoa. Selvitetään, kuinka usein mahdollisuutta voisi hyödyntää sekä kuinka suuri hyöty voidaan saavuttaa.

Taulukossa 15 on eritelty kahden vuoden talvi- ja huippukulutuskausien ajalta alassäätötunnit ( $n_{as}$ ), jolloin alassäätösähköenergian määrä on ollut suurempi kuin 10 MWh. Seuraavassa sarakkeessa on keskimääräinen hintaero ( $\Delta H_{ka}$ ) Spot-hinnan ja alassäätöhinnan välillä, mikä on käytännössä alassäädön tarjoajan saama preemio alassäädöstä. Alassäädön suorittamisesta saatava kokonaistuotto  $R_{as}$  on laskettu olettamalla tehtävä alassäätö aina 10 MWh:n suuruiseksi kahden edellisen sarakkeen tiedoilla.  $R_{as+KL}$  tar-

koittaa alassäädön tuottoa, jos vähennetty sähkö (10 MW) siirretään reduktion avulla lämmöntuotantoon, ja aina voidaan korvata lämmön erillistuotantoa. Alaindeksillä 2 osoitetaan vastaavat tuntimäärät ja tuotto hieman tiukemmalla rajauksella: tämä selitetään tarkemmin myöhemmässä kappaleessa.

Taulukosta voidaan havaita, että yli joka neljäs tunti on ollut alassäätötunti tutkittujen kahden vuoden talvikausina. Tuottosarakkeita ( $R_{as}$  ja  $R_{as,KL}$ ) vertaamalla huomataan, kuinka erillistuotannon korvaaminen voi moninkertaistaa mahdollisen alassäädön hyödyn.

**Taulukko 15: Säätosähkömarkkinalla alassäädöstä saatava tuotto  $R$  kahdella eri oletuksella hyödynnettävien alassäätötuntien ( $n_{as}$  ja  $n_{as,2}$ ) määrästä.**

	$n_{as}$ [-]	$\Delta H_{ka}$ ( $H_{spot} - H_{as}$ ) [€/MWh]	$R_{as}$ [€]	$R_{as+KL}$ [€]	$n_{as,2}$ [-]	$R_{as+KL,2}$ [€]
<b>2012</b>	1218	14,35	174 800	<b>733 900</b>	773	<b>445 400</b>
<b>2013</b>	1323	8,77	116 000	<b>722 200</b>	359	<b>201 100</b>

Tunnuslukuun  $R_{as}$  sisältyy oletus siitä, että sähkön myynti Spot-hinnalla olisi katteetonta, jolloin alassäätö tehtäisiin aina kun siihen on mahdollisuus. Tämä ei varmastikaan kaikkien alassäätöä tarjoavien toimijoiden osalta pidä paikkaansa. Ei ole myöskään varmuutta siitä, kuinka monena tuntina reduktiolla todella voidaan korvata lämmön erillistuotantoa.

Näiden epävarmuuksien vuoksi on laskettu  $R_{as+KL,2}$ , jossa oletetaan alassäätö ja lämmön korvaaminen tehtäväksi vain silloin, kun  $\Delta H_{ka}$  on suurempi kuin sähkönmyynnistä saatava kate. Sähkön tuotantohinnaksi on tuntimäärää  $n_{as,2}$  laadittaessa oletettu 30 €/MWh, mikä on varsin lähellä useita VuB:n toimintapisteitä. Jälkimmäistä arviota voidaan pitää tuottoarvion yhtenä alarajana, koska kaukolämmön korvaaminen voi tehdä alassäädöstä kannattavaa silloinkin, kun  $\Delta H_{ka}$  ei muuten olisi riittävän suuri.

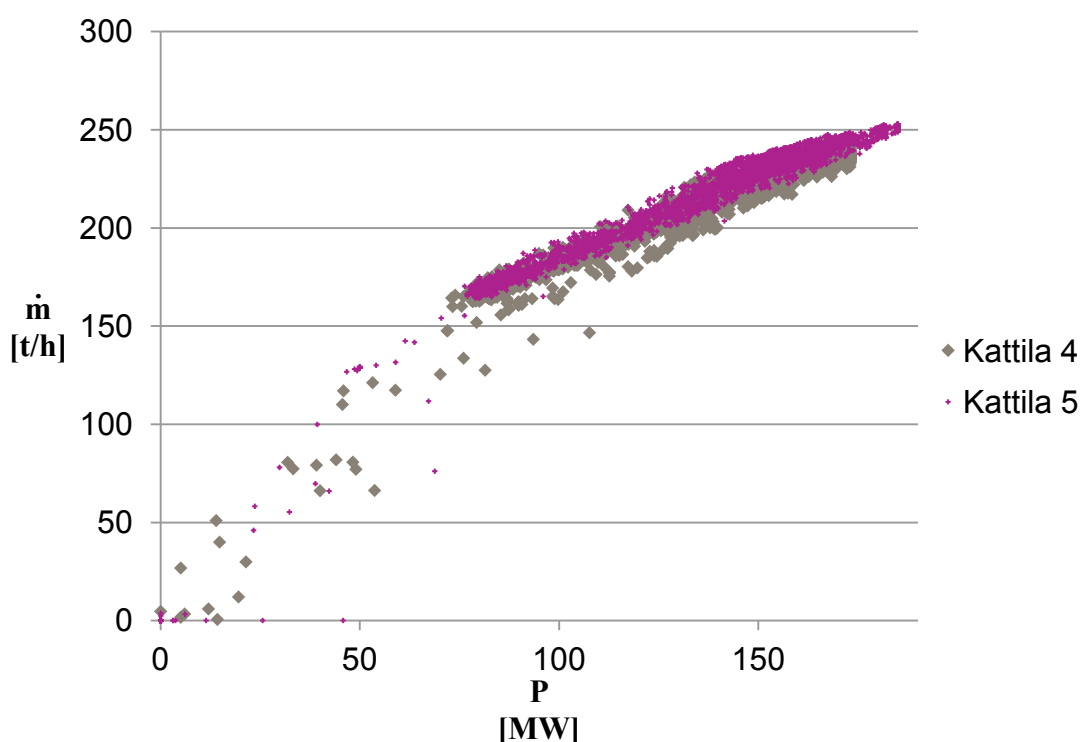
Yhteenvedona: Säätosähkömarkkinoiden alassäätöä hyödynnettäessä reduktioajon hyöty olisi 100 000 euron suuruusluokasta ( $R_{as}$ ) parhaimmillaan yli 700 000 euroon ( $R_{as,KL}$ ), jos tällä aina voitaisiin korvata lämmön erillistuotantoa. Todennäköisempi hyöty jäisi näiden arvioiden väliin ( $R_{as+KL,2}$ ), ja vuotuinen vaihtelu voi olla merkittävää.

## 5.2.4 Vuosaari B:n kaasuturbiinien minimitehon alentaminen

Kaasuturbiinien minimitehon alentamisessa tärkeimpänä reunaehtona on vakaa palaminen esisekoituspoltoilla valmistajan antamien rajojen puitteissa. Toiseksi, myös minimitehon alentamisen hyödyntämistä helpottaa, mikäli reduktioajon toiminta on luotettavaa: Jos käytössä on vain yksi kaasuturbiini, tulee hyvin nopeasti vastaan tilanne, jossa höyryturbiini jouduttaisiin ajamaan alas pienen höyrymäärän vuoksi, ja tällöin vaihto reduktioajoon olisi luonteva vaihtoehto. Toisaalta kahdella kaasuturbiinilla minimitehon ajaminen mahdollistaisi edelleen reduktioajon siten, että höyryturbiini pidetään tuotannossa. Esitellään seuraavaksi ajotapojen rajat.

#### 5.2.4.1 Kattilan höyryntuotto ja reunaehdot ajotilanteittain

Oletetaan kattiloiden höyryntuotto kaasuturbiinin sähkötehon funktioksi. Oletuksen mukainen piirto on esitetty kuvassa 16. Data on tuntikohtaisia keskiarvoja väliltä 1.1.2014 – 22.9.2014. Pistejoukon muodosta voidaan päätellä oletuksen pätevän varsin hyvin normaalin käytön alueella noin 80 MW:n kaasuturbiinitehosta alkaen. Mittaukset on toteutettu kattilan jälkeisestä päähöyrylinjasta, mikä selittää paljolti suuremman hajonnan pienillä sähkötehoilla sekä nolla-arvot: Tällöin kattilan käynnistysventtiili päästää höyryä katolle ennen päähöyryventtiilin avausta, eikä kyseinen höyrymäärä näy mittauksessa. Lisäksi pienillä sähkötehoilla on yleensä kyseessä muutostilanne, jolloin tuntikohtainen keskiarvo väistämättä vääristyy. Mittaustietojen perusteella kattiloiden tuotossa on noin 2,5 % ero, mikä on varsin pieni, ja voi hyvin selittyä virtausmittauksen virheellä. Mikäli höyryntuoton funktion haluaisi määrittää tarkemmin, olisi syytä huomioida ainakin ulkoilman lämpötila ja paine, jotka vaikuttavat kaasuturbiinin hyötysuhteeseen, sekä tarkistaa ettei toimintapiste ole juuri muuttumassa. Käytetään tätä mallia vielä tarkemmin kiinnostavan alueen (150 t/h) läheisyydessä, ja tulokset on esitetty kuvassa 17.

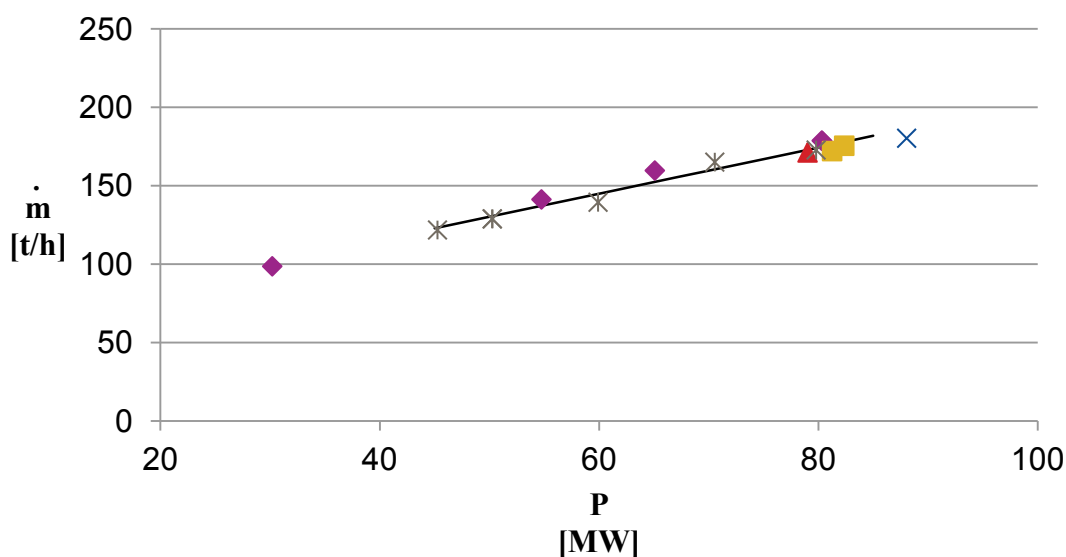


**Kuva 16: VuB kattiloiden mitattu höyryntuotto kaasuturbiinin sähkötehon funktiona**

Kuvan 17 laadinnassa on käytetty kattila 5:n 3 minuutin keskiarvoja sellaisista tilanteista, joissa prosessin muuttumattomuus on varmistettu niin kaasuturbiinin kuin kattilankin osalta. Tämä oli tärkeää, koska koeajoissa kattilan paineenmuutos tasapainotilaan kesti tyypillisesti noin kymmenen, viisitoista minuuttia kaasuturbiinin tehonmuutoksesta. Kuvan mittauspisteet on kerätty neljältä eri päivältä kaupallisessa ajossa, sekä useana päivänä suoritetuissa koeajoissa vuosihuollon jälkeen. Mustalla viivalla on kuvattu lineaarinen interpolaatio välillä 45–85 MW, jonka perusteella 150 t/h korkeapainehöyryvirta saadaan 63,5 MW:n sähköteholla. Estimaatin keskivirheen ollessa 4,1 t/h, on käytän-

nön kannalta kaasuturbiinin minimiteho höyryturbiinin pitämiseksi käynnissä 67 MW sähkötehoa.

Edellisen kappaleen perusteella höyryturbiini joudutaan ajamaan alas, mikäli yhden kaasuturbiinin ajotilanteessa kaasuturbiinin teho lasketaan alle 67 MW:n. Kahden kaasuturbiinin minimiajolla tämä raja tuskin tulee vastaan lainkaan, sillä vaikuttaa epätodennäköiseltä, että minimitehoa voitaisiin laskea alle 30 MW:n, ja tällöinkin kahden kattilan yhteenlaskettu tuotto olisi likimain 200 t/h. Keskitytään minimitehon laskun hyötyjen laskemisessa kahden kaasuturbiinin ajotilanteeseen ja oletetaan vielä, että reaktioajo ei ole mahdollista. Tällä tavalla ero nykytilanteeseen saadaan parhaiten esiin.



Kuva 17: K5 höyryntuotto kaasuturbiinin sähkötehon funktiona

#### 5.2.4.2 KT:n minimitehon alentaminen kahden KT:n minimitehonajossa: malli ja tulokset

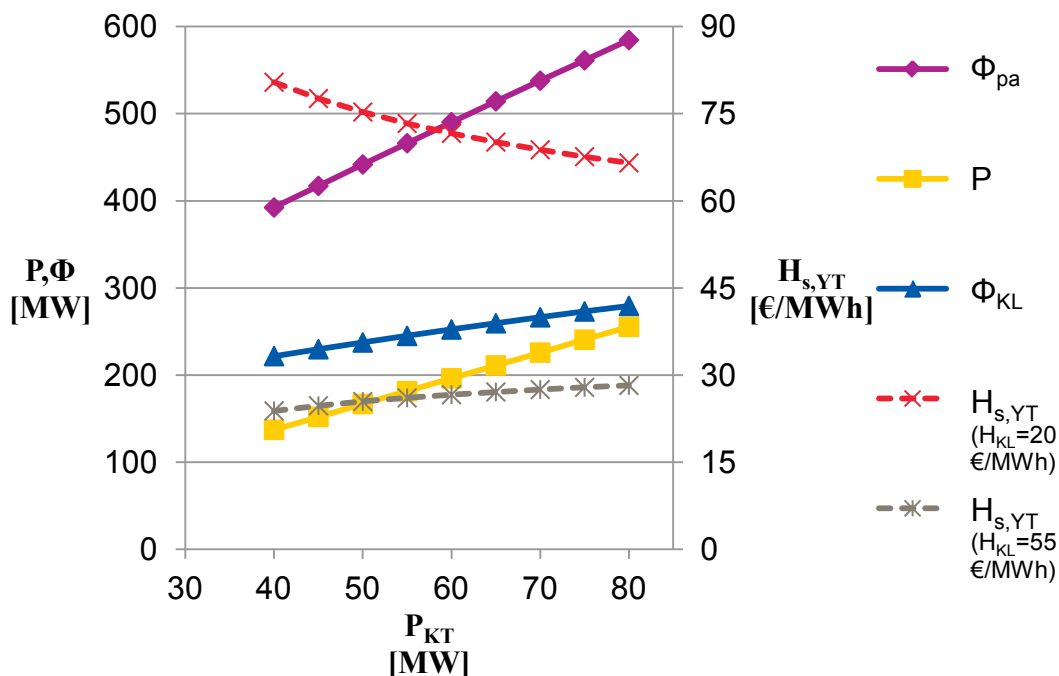
Hyödynnetään saatavilla olevia mitattuja suorituskykytietoja mallin laatimiseksi. Kolme keskimmäistä oletusta perustuvat mittausten perusteella tehtyihin havaintoihin. Käytetyt oletukset ovat:

- Kaasuturbiinin minimiteho on välillä 40–80 MW.
- Yhden kaasuturbiinin hyötysuhde on tällä välillä logaritminen funktio sähkötehosta.
- Kattilan KP-höyryntuotto on lineaarinen funktio kaasuturbiinin sähkötehosta.
- Höyryturbiinin sähköteho on lineaarinen funktio KP-höyrymäärästä.
- Voimalaitoksen kokonaishyötysuhde pysyy vakiona.

Viimeinen oletus on perusteltavissa kattilan peräpään kaukolämpökierron säädöllä. Ensimmäinen oletus perustuu oletukseen todennäköisestä minimitehosta, ja tältä väliltä on myös hyötysuhteen ja höyryntuoton mittaustietoja ylösajoista ja koeajoista. Kolme muuta oletusta auttavat muotoilemaan polttoainetehon ja höyryturbiinin sähkötehon kaasuturbiinin mahdollisen minimitehon funktiona. Kokeelliset regressiokaavat tunnuslukuineen on esitetty liitteessä 3.



Saaduille tehoyhdistelmille on jälleen laskettu sähköntuotantohinta kaavalla (8). Kuvassa 18 on esitetty mallinnetut tehokombinaatiot, sekä näiden kombinaatioiden sähköntuotantohinta kaukolämmön kahdella erilaisella arvolla. Käyrät ovat mallin luonteesta johtuen lähes suoria. Merkittävänä piirteenä on kuitenkin rakennusasteen muuttuminen, joka johtuu kaasuturbiinin alemmasta hyötysuhteesta pienemmillä tehoilla.



**Kuva 18: VuB:n minimitehon alennuksen vaikutuksia kahden kaasuturbiinin käyttötilanteissa**

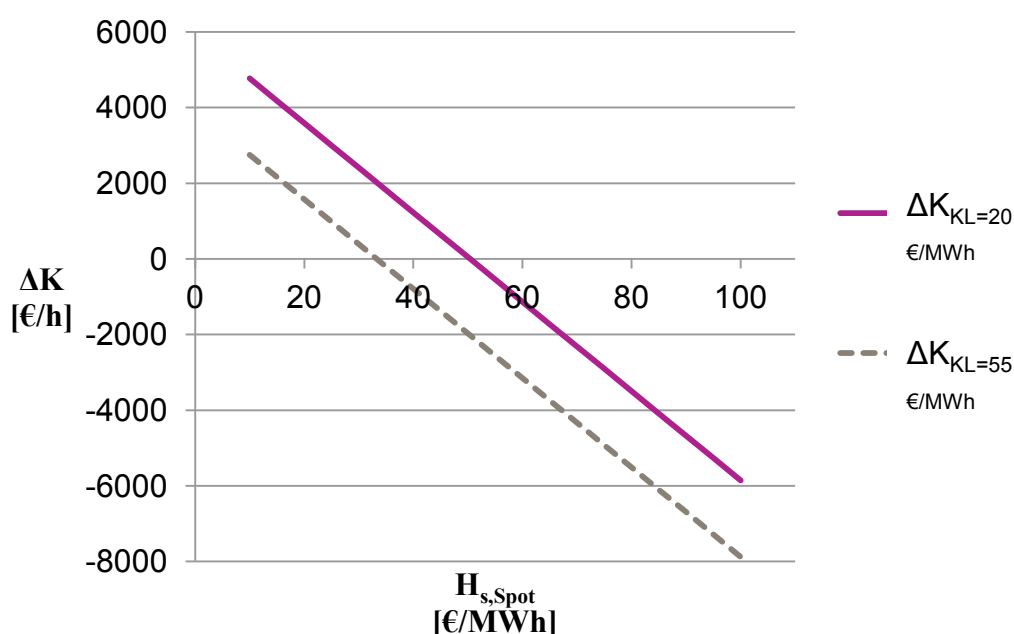
Kuvan 18 perusteella voidaan laskea vielä kuvaavat luvut potentiaaliselle tuntikohtaiselle tuotolle. Esimerkki on esitetty taulukossa 16, jossa verrataan mallin tuottamissa luvuissa kahta esimerkkitapausta: kaukolämmön hinta pidetään samana, mutta minimitehot eroavat. Sähkön vertailuhinnaksi valitaan 30 €/MWh, jota on aiemminkin käytetty huonon sähkönhinnan vertailutasona esimerkeissä.

**Taulukko 16: Esimerkki VuB:n minimitehon alennuksen hyödyistä erilaisilla kaukolämmön hinnoilla.  $H_{s, \text{Spot}} = 30$  €/MWh,  $H_s$  on tuotantokustannus,  $P_s$  kokonaistuotantoteho ja  $K$  kuvaa katetta tai tappiota etumerkistä riippuen.**

Minimiteho	$P_{KT, \min} = 40$ MW			$P_{KT, \min} = 80$ MW			$\Delta K$ [€/h]
	$H_s$ [€/MWh]	$P_s$ [MW]	$K$ [€/h]	$H_s$ [€/MWh]	$P_s$ [MW]	$K$ [€/h]	
Tapaus							
$H_{KL} = 20$ €/MWh	80,41	137,2	-6916	66,53	255,3	-9326	2410
$H_{KL} = 55$ €/MWh	23,83		847	28,22		454	392

Viimeisen sarakkeen  $\Delta K$  kuvaa pienemmän minimitehon tuottamaa hyötyä suurempaan minimitehoon verrattuna. Mainittu ero on myös herkkä sähkön hinnalle, ja tämä on havainnollistettu kuvassa 19. Kuvasta voidaan nähdä, kuinka minimitehon alennus 80 megawattista 40 megawattiin olisi tuottavaa sähkön hinnan laskiessa alle 33,33–50,36 €/MWh tason, kaukolämmön hinnasta riippuen.

Korkeamman kaukolämmön hinnan tapauksessa tämä esimerkki voisi kuvata seuraavanlaista tilannetta: Lämpöä halutaan tuottaa mahdollisimman vähän huonon sähkön hinnan tunteina, jotta paremman sähkön hinnan tunteina esimerkiksi lämpöakkuja voisi jälleen varata, mutta alasajo olisi turhan kallis tai aiheuttaisi erillistuotannon lisäämistä. Matalamman kaukolämpöhinnan tapauksessa lämmön erillistuotanto ei alasajosta lisääntyisi, mutta sähköntuotantovalmius pidetään kaukolämmön heikosta kysynnästä huolimatta korkeana korkeiden sähkönhintojen toivossa.



Kuva 19: Minimitehon alennuksen (80 MW:sta 40 MW:n) hyöty sähkön hinnan funktiona

#### 5.2.4.3 Tarvittavat lisäselvitykset

Kuvan ja taulukon esittämät hyödyt ovat nyt tuntikohtaisia, ja epävarmuuksien vuoksi vain suuntaa-antavia. Mikäli minimitehon muutos olisi pienempi, olisivat suorat luonnollisesti loivempia, ja niiden sijainti muuttuisi hieman erilaisesta rakennusasteesta johtuen. Lisäksi eri mahdollisuuksien käyttötuntiarviota on tässä vaiheessa vaikea esittää, koska tarkkaa tietoa kaukolämmön hetkittäisestä hinnasta ei ole käytettävissä. Näin ollen on ilmeistä, että tarkempi laskelma vaatii hinta-arvion muutostyöstä, tiedon saavutettavasta minimitehosta sekä kaukolämmön kulutukseen tarkemmin perustuvan käyttöarvion.

Lisäksi on arvioitava höyryn sisääntulolämpötilan vaikutusta höyryturbiinin kunnossapitoon. Nykyisin käytetty kaasuturbiinin minimiteho määrittyy niin, että säädettävät johtosiivet jäävät hieman auki, jolloin on vielä säätövaraa ilman riskiä polttotavan vaihdosta. Tällöin myös ulostulolämpötila kaasuturbiinista kattilalle pysyy käytännössä vakiona. Kun tehoa tästä lasketaan, joudutaan väistämättä toiminta-alueelle, jolla savukaa-

sun ulostulolämpötila alkaa laskea. Tämän voidaan nähdä alkavan noin 65 MW:n sähkötehon alapuolella. 40 MW:n sähköteholla savukaasun loppulämpötila on noin 400 °C, jolloin myös kattilan tuottama höyry jää yli 100 K päähän normaalista arvostaan. Tällä voi luonnollisesti olla oma vaikutuksensa höyryturbiinin toimintaan, mitä edellä kuvatussa mallissa ei vielä otettu huomioon.

Sisääntulevan höyryn lämpötilan laskiessa on olemassa riski höyryn liiallisesta jäähtymisestä VP-turbiinin viimeisissä vyöhykkeissä, jolloin höyryn kosteuden kasvaessa liian suureksi turbiinisiivet alkavat vaurioitua. Kirjallisuudessa esitetty, ettei nesteen massaosuus saisi kasvaa yli 12 % [5]. Vuosaaren B-voimalaitoksella veden aiheuttamaa eroosiota on aiemmissa tarkastuksissa havaittu myös sellaisilla alueilla, joissa sitä ei ole odotettu [9].

Esimerkiksi h,s-piirroksen avulla voidaan karkeasti arvioida, että alenevan sisääntulolämpötilan yhteydessä samanaikaisesti tapahtuva höyrymäärän pieneneminen ja sitä kautta pienempänä pidettävä turbiinin etupaine kompensoivat riskiä turvallisempaan suuntaan, mikäli turbiinien isentrooppiset hyötysuhteet oletetaan likimain vakioiksi sisääntuloarvoista riippumatta. Tämän uhan tarkempi selvittäminen jätetään tämän työn ulkopuolelle.

### 5.2.5 Komponenttien lämmittäminen omakäyttöhöyryllä

Koska moni rajoite johtuu komponenttien lämmitykseen vaaditusta ajasta, olisi kiinnostava ajatus joko lämmittää komponentteja ennen käynnistystä tai pitää niitä lämpimänä alasajon jälkeen. Helpoimmin toteutettava muutos olisi hyödyntää omakäyttöhöyryä tässä tarkoituksessa. Sitä on aina saatavilla molemmilla voimalaitoksilla, kun yksikin blokki on käytössä, ja sitä voidaan tehdä myös molempien laitosten apukattiloilla. Omakäyttöhöyryjärjestelmässä on useita painetasoja käyttökohteen mukaan korkeimman käyttöpaineen ollessa 8 baaria ylipainetta. Osien käyttölämpötilat ovat välillä 210–250 °C. Suunnittelupaine on 10 baaria ylipainetta ja suunnittelulämpötila 300 °C.

VuA:ssa omakäyttöhöyry ei auta höyryturbiinin lämmityksessä, koska turbiinille tuotavan höyryn on oltava yli 30 baarin paineessa sekä riittävän tulistettua. Vaikka tätä rajoitetta ei olisikaan, on höyryn lämpötila auttamattoman alhainen, sillä viikonloppuseisokin jälkeenkin turbiinin sisälämpötila on vielä 230 °C ja nousee noin tunnissa yli 300 °C siitä kun höyryä päästetään turbiinille. Näin ollen itse turbiinin lämmityksessä omakäyttöhöyrystä ei ole merkittävää apua.

Pikasulku-säätöventtiilin pesän lämmitykseen omakäyttöhöyry voisi lämpötilan puolesta käydä, sillä viikonloppuseisokin jälkeen venttiilin sisälämpötila on noin 75 °C. Lämpötila nousee kuitenkin tästä noin viidessä minuutissa 200 °C tasolle ja noin puolessa tunnissa edelleen 240 °C lämpötilaan. Kuitenkin lämmitysvaihe kestää tästä eteenpäinkin vielä vähintään tunnista jopa kolmeen tuntiin, joten mahdollisesti saavutettava aikasäästö olisi muihin mahdollisiin toimenpiteisiin verrattuna melko pieni. Lisäksi venttiilipesän lämmitystä voitaisiin nopeuttaa jo nyt avaamalla pikasulkuventtiili ennen kuin paine- ja lämpötilaerot kasvavat suuriksi.

Lämmitysvaiheen keston kannalta on merkittävää, missä lämpötilassa höyry höyryturbiinille halutaan. Alimpaan sallittuun höyryn sisääntulolämpötilaan 320 °C riittävä vent-

tiilipesän sisälämpötila 270 °C voidaan saavuttaa reilussa tunnissa, mutta sallittujen arvojen yläpäähän (350 °C ja 300 °C) vaaditaan 240 asteesta usean tunnin mittainen lämmitys. Mahdollinen hyöty rajoittuu joka tapauksessa maksimissaan 35 minuuttiin ja vaatisi linjamuutoksia, joten toimenpidettä ei tässä vaiheessa arvioida tämän pidemmälle, koska muut toimenpiteet arvioidaan tehokkaammiksi.

Vuosaari B:n osalta voidaan todeta, ettei omakäyttöhöyrystä ole olennaista hyötyä käynnistysten nopeuttamiseksi. Yhden kaasuturbiinin ylösajossa toisen rinnalle kattilan ja putkiston lämpötila nousee yli 240 °C lähes välittömästi. Tutkimuksen aikana huomattiin myös, ettei edes koko laitoksen käynnistyksissä omakäyttöhöyryn lämpötila riitä merkittävästi lyhentämään käynnistysajan kestoa.

Uuden voimalaitosprojektin tai olemassa olevan laitoksen omakäyttöhöyryjärjestelmän merkittävien muutostöiden yhteydessä voisi olla hyödyllistä mahdollistaa apukattilan avulla suuremmat tulistusarvot, ja hyödyntää siten omakäyttöhöyryä komponenttien lämmittämisessä tai lämpimänä pitämisessä. Ilman uusia apukattilainvestointejakin voimalaitosten välillä voisi olla nykyistä korkeammilla höyryn arvoilla käytettävä höyryputki lämmitystä varten, kun toinen voimalaitos on ajossa. Tämä vaatisi vähintään 160 metrin mittaista korkeapaineista ja –lämpötilaista putkea sekä liitäntöjä nykyputkistoihin. Nykytilanteessa tällaisten modifikaatioiden ei nähdä olevan toteutettavissa, joten niitä ei arvioida tämän pidemmälle. Omakäyttöhöyryn hyödyntämistä voi arvioida uudelleen VuB:n höyryturbiinin huollon jälkeen 2016 ja VuA:n osalta, mikäli muilla esitetyillä toimenpiteillä ei päästä toivottuun lopputulokseen.

## 6 Tulosten tarkastelu ja pohdinta

Luvussa 5 eri kehitysvaihtoehtoja on arvioitu yksittäin. Tässä luvussa vertaillaan eri ehdotuksia keskenään ja pyritään siten muodostamaan priorisoitu lista suosituksista, sekä arvioimaan tutkimuksen yleistettävyyttä. Investointimahdollisuuksien kustannukset ovat ensimmäisiä arvioita.

### 6.1 Kehitysvaihtoehtojen vertailu

Luvun 5 kehitysvaihtoehtoista monet samaan laitokseen vaikuttavat ehdotukset eivät ole keskenään riippumattomia: Jos esimerkiksi lämpö voidaan saada nykyistä paremmin talteen kaukolämpönä, ei ajansäästöön tähtäävien investointien hyöty ole yhtä suuri kuin alkutilanteessa.

Vaihtoehtoja on esitelty taulukossa 17. Laskettaessa on käytetty aiempien lisäksi seuraavia oletuksia:

- VuA:n kylmäkäynnistys tapahtuu 8 kertaa vuodessa.
- VuB:n yhden kaasuturbiinin käynnistys tapahtuu 12 kertaa vuodessa.

Taulukossa ei ole esitetty minimitehon alennuksen mahdollisuuksia, koska siitä ei ole vielä minkäänlaista hinta-arviota, ja myös hyötyjen arviointi vaatisi tarkempia tietoja käyttötilanteista. Pienten toimenpiteiden osalta voidaan havaita, että takaisinmaksuajat ovat vuoden tai alle. Samoin reduktioventtiilien uusinta saattaisi olla maksettu vuodessa, mutta tämän osalta epävarmuus on suurempi. VuA:n lämmityslinjan muutokset tai pikasulku-säätöventtiilin uusiminen eivät maksa itseään takaisin läheskään yhtä nopeasti.

Taulukon arvioista on huomattava, että käynnistysmäärää on arvioitu konservatiivisesti nykyisten käynnistysmäärien mukaan. Mahdollisten säästöjen ansiosta saavutettavat, useammasta käynnistyksestä johtuvat lisätuotot on jätetty arvion ulkopuolelle.

**Taulukko 17: Kehitysvaihtoehtojen taloudellinen vertailu**

<b>Kehitystapa</b>	<b>Säästö / tapaus [€]</b>	<b>Säästö / vuosi [€]</b>	<b>Toimenpiteen kustannus [€]</b>	<b>Takaisinmaksuaika [a]</b>
Käynnistysten kuvaus, VuA (5.1.3)	4035,5	32 284	< 10 000	< 1
Käynnistysten kuvaus ja lämmön talteenotto, VuA (5.1.2 ja 5.1.3)	8000	64 000	< 10 000	< 1
Käynnistysohjelmien parannukset, VuA (5.1.1)	1200	9 600	< 10 000	n. 1
Lämmityslinjan muutokset, VuA (5.2.2)	2457	19 656	200 000	10,2
Pikasulku-säätöventtiilin uusiminen, VuA (5.2.1)	4914	39 312	500 000	12,7
Kattilan paineennoston nopeuttaminen, VuB (5.1.1)	4420	53 040	< 10 000	< 1
Käynnistysten kuvaus ja lämmön talteenotto, VuB (5.1.2 ja 5.1.3)	4910	58 920	<10 000	<1
Reduktioventtiilien uusiminen ja ajotavan käyttöönotto, VuB (5.2.3)	-	100 000...720 000	400 000	<1...4

## 6.2 Virhetarkastelu

Virhetarkastelussa on huomioitava sekä mittausaineiston virheet että laskelmien herkkyys muille tehdyille oletuksille.

Käytettyjä mittauspisteitä oli varsin suuri määrä, ja kunkin anturin virhettä on mahdollonta saada tarkasti tietoon. Mittaussuureille voidaan esittää yleisiä arvioita kirjallisuuden perusteella. Lisäksi minuutti- tai tuntikeskiarvojen käyttö sekä automaation oma arvojen tarkkailu vähentää karkeiden virheiden määrää, ja esiintyvien virheiden voidaan olevan joko satunnaisia tai systemaattisia.

Massavirtojen mittauksessa havaittiin poikkeamia eri mittausten välillä sellaisissa tilanteissa, joissa yhden tai useamman sisään- ja ulostulevan virtauksen summa ei ole valitussa tasealueessa nolla. Näissä tilanteissa poikkeama mittausten välillä oli pääosin alle 5 %. Todennäköisimmin todellinen virtaus olisi jossain näiden arvojen välissä, mutta siitä ei luonnollisesti ole takeita, kun useimmiten samassa linjassa ei ollut kolmatta virtausmittausta sarjassa tulosten varmistamiseen. Olettamalla massavirtojen virheeksi  $\pm 5$  %, vastaava virhe aiheutuu myös lämpötehoihin.

Lämpötilamittauksessa sekä termopareille että termistoreille on löydettävissä virhearvioita  $\pm 0,05 \dots 2,5$  °C väleille, hieman mittausalueesta ja tarkkuusluokasta riippuen. Esimerkiksi kaukolämmön lämpötilojen mittausalueella A-luokan Pt100-vastusanturin standardinmukainen toleranssi on  $\pm 0,35$  °C [56]. Meno- ja paluuveden lämpötilojen eron ollessa 40 K, toleranssin puitteissa voisi syntyä  $\pm 1,75$  % virhe lämpöteholle.

Mikäli sekä virtausmittauksen että lämpötilamittauksen virheet kertautuisivat, seuraisi lämpötehoon maksimissaan  $\pm 6,84$  % virhe. Sähkötehon mittausten kokonaisvirheeksi on oletettu  $\pm 1$  %. Polttoainetehon laskentaan käytetyt maakaasun virtausmittarit kalibroidaan säännöllisesti, ja toleranssi on alle  $\pm 1$  %.

Työssä esitettyjen tulosten kvantitatiivinen luotettavuus vaikuttaa riippuvan ennen kaikkea hinta- ja investointitarkastelujen oletuksista. Lisäksi tärkeänä tekijänä on, että vuodet ovat toisistaan poikkeavia, ja erityisesti kaukolämmön kysyntä riippuu Helsingin säätilasta, kuin myös sähkön hinta vaikkapa Pohjoismaiden vesiresurssista. Tärkeimmät tunnistetut virhelähteet ovat

- Vuotuisen keskilämpötilan vaihtelun vaikutus kaukolämmön kulutukseen
- Pohjoismaisen vesiresurssin vaihtelun vaikutus sähkön Spot-hintaan
- Polttoaineen hinnan muutokset
- Vaihtoehtoisten polttoaineiden hintakehitys
- Päästöoikeuksien hinnan muutokset
- Muutokset verokäytännössä
- Lisäkilpailu säätösähkömarkkinoilla voisi heikentää alassäädöstä saatavaa hyötyä

Maakaasun hinta on vuodesta 2001 lähtien yli kaksinkertaistunut hinnasta 14,50 €/MWh nykyiselle hintatasolle. Viime vuosien korkein hinta saavutettiin kesällä 2012, jolloin alin tukkutariffihinta oli 38,6 €/MWh. Nousu tälle tasolle laskuesimerkkien hinnasta 32,95 €/MWh vaikuttaisi noin 6 €/MWh jälleen lämmön ja sähkön hintoihin.

Päästöoikeuksien hinnat ovat päästökaupan eri vaiheissa ylittäneet jopa 30 € hiilidioksidiekvivalenttitonniä kohti. Päästöoikeuden tällainen hinnannousu aiheuttaisi taulukossa 8 noin 5 euron hinnannousun lämmön erillistuotantohintaan. Sähkön hinnassa vaikutus on samaa suuruusluokkaa, korvattavan kaukolämmön hinnasta riippuen. Maakaasun ja päästöoikeuksien hinnan muutoksen yhteisvaikutus voisi olla lämmön erillistuotantohintaan jopa noin 20 %.

Sähkön hinnan vuosikeskiarvon vaihteluväli on Suomessa ollut 36,64–56,64 €/MWh viiden viime vuoden aikana, mikä väistämättä vaikuttaa merkittävästi käynnistysten määrään sekä esimerkiksi alassäätömarkkinan hyödyntämismahdollisuuksiin.

Vertaamalla mittausten epävarmuuksia taloudellisten oletusten epävarmuuksiin huomataan suuruusluokan olevan erilainen. Ennen kaikkea olisi syytä tehdä tarkempaa herkkyyksianalyysiä sille, kuinka paljon käynnistyskustannuksia erilaisissa skenaarioissa tulee.

### **6.3 Johtopäätökset ja suositukset**

Johdannossa esitettyjen sähkömarkkinaspekulaatioiden tueksi oli vaikea tutkittua tietoa siitä, miten hintavaihtelu kehittyy: uusiutuvien energiantuotantomuotojen lisäys on selkeästi vääjäämätöntä, ja siirtoyhteyksien lisääntyminen tosiasia, mutta hintaskenaariot tuntuvat keskittyvän pidemmille ajanjaksoille kuin päivänsisäiseen vaihteluun. Tältä osin mainittu tavoite ”skenaarioiden selventäminen” jää hieman vajavaiseksi. Esitettyjen faktojen sekä myöhemmin tutkimuksessa tehtyjen havaintojen perusteella on kuitenkin selkeää, että entistä joustavampi käyttö tarjoaa tuottomahdollisuuksia, jotka ilman kehitystyötä jäisivät käyttämättä.

Kirjallisuudessa listataan useita mahdollisuuksia kombivoimalaitoksen käytön joustavoittamiselle: Lämmöntalteenottokattilan ohituspiipun avulla voidaan kaasuturbiini käynnistää hyvinkin nopeasti korkealle teholle, koska kattilan lämmitysvaihe ei tällöin rajoita kaasuturbiinin tehonnostoa. Hyvin toimivan höyryturbiinin ohitusjärjestelmän on myös todettu parantavan käyttöominaisuuksia. Kaukolämmön yhteistuotannossa keskitettyjen lämpöakkujen käyttö on muuallakin todettu hyödylliseksi. Syklittäisessä käytössä olevien voimalaitosten käyttöön on annettu suosituksia, joista merkittävimpinä voidaan nähdä yleinen asenteen muovaaminen joustavuuden suuntaan sekä toiminnan ja ajotilanteiden systemaattisempi seuranta ja kehitys. Myös minimitehon alennus on kirjallisuudessakin mainittu. Lisäksi käynnistysprosessin simuloinnissa ja optimoinnissa on saatu hyviä tuloksia, jolloin on säästetty aikaa ja energiaa tai pienennetty laitteistoon kohdistuvaa kuormitusta.

Vuosaaren voimalaitosten tapausesimerkin perusteella voi todeta, että mahdollisia tapoja kaasukombivoimalaitoksen joustavuuden lisäämiseksi on useita: Käynnistyskustannuksia pienentämällä voi parantaa edellytyksiä sykliseen käyttöön, ja osa kustannuksia alentavista toimenpiteistä on käyttötapoihin liittyviä, osa vaatisi investointeja. Rakennusasteen säätäminen reduktioajomahdollisuuden kehittämisellä sekä kaasuturbiinien minimitehon lasku olisivat VuB:n tapauksessa molemmat hyödyllisiä toimenpiteitä. Omakäyttöhöyryn hyödyntäminen lämmityksessä voisi joissain tilanteissa olla hyödyllistä, mutta tässä työssä kiinnostavimmiksi määritellyissä tilanteista siitä ei juuri olisi apua.

Vertailtujen kehittämiskohteiden edistämiseksi suositellaan tärkeimpinä seuraavia toimenpiteitä:

- Käynnistysten tarkempi kuvaus, kuvausten viestintä ja systemaattisen seurannan ja kehityksen luominen
- Ajotapojen kehittäminen ja automaation parannukset
- Reduktioajomahdollisuuksien kehittäminen esimerkiksi reduktioventtiilien uusimisella



Nämä suositukset perustuvat siihen, että kuvaukset ja automaation pienet kehittämistoimet ovat varsin edullisia, ja luovat samalla paremman pohjan muille kehittämistoimenpiteille. Varsinaisista investoinneista reduktioajomahdollisuuksien kehittäminen vaikutti erittäin tuottavalta, ja se ei myöskään ole ristiriidassa muiden suositusten kanssa.

Jos näiden toimenpiteiden jälkeen esimerkiksi kaukolämmön parempi talteenotto ei ole onnistunut riittävän kattavasti, on syytä harkita muita investointeja, jotka lyhentävät käynnistykseen kuluva aikaa. Näitä investointeja ovat VuA:n tapauksessa lämmityslinjan uusiminen ja pikasulku-säätöventtiilin uusiminen. Niiden osalta on syytä tehdä uusi, kattavampi vertailu, kun ensisijaisten toimenpiteiden tuottamat säästöt ovat tiedossa.

VuB:n osalta myös kaasuturbiinin minimitehon lasku tuottaa säästöjä kyllin pienillä sähkön hinnoilla. Tämän vaihtoehdon kannattavuutta ei voitu vielä täysin arvioida, koska valmista tuotetta ei ole tarjolla, vaikka sellaisen saatavuudesta on esitetty alustavia indikaatioita. Tämä vaihtoehto vaatii myös lisäselvityksiä siitä, kuinka usein uutta ominaisuutta todella hyödynnettäisiin ja mitkä olisivat ehdottomat rajat sisääntulevan höyryn tilalle.

Yksittäisinä parannuskohteina mainitaan VuB:n kaukolämpöpumpun säätö, joka tuntui aiheuttavan useissa muutostilanteissa stabiilisuusongelmia, sekä lauhdepumppujen ja säätöventtiilien toiminta niissä ajotavoissa, joissa lauhdetta kertyy höyryturbiinin kaukolämmönvaihtimiin, reduktiolämmönvaihtimeen ja lauhduttimeen.

Niistä kirjallisuuden ideoista, joita tämän työn yhteydessä ei ollut mahdollista tutkia tarkemmin, olisi hyödyllistä harkita ainakin simuloinnin ja optimoinnin tarjoamia mahdollisuuksia. Vaikka tässä työssä huomioitiin rajoitteina valmistajien antamat ohjeet, ei kuitenkaan voida olla täysin varmoja siitä, millaisin perustein valmistaja on ne määritellyt. Esimerkiksi kattilan lieriön käynnistyskriteerit saattavat nykyisellään olla hyvät käynnistyksen toistuessa vain harvoin, mutta käynnistysmäärän kasvaessa lämpöjännitysten aiheuttamat väsymisongelmat saattavat alkaa näkyä.

Kaiken kaikkiaan, muita potentiaalisia jatkotutkimuskohteita ovat muun muassa:

- Käynnistysten simulointi ja optimointi
- Käynnistysten aiheuttamien kunnossapitokustannuksien seurannan selvittäminen ja toteuttaminen
- Hintavaihtelun ennustamisen kehittäminen pitkälle aikavälille
- Tarkempi laskelma erilaisten käynnistysten kannattavuudesta ja lukumääristä erilaisilla hintatasoilla

## 7 Yhteenveto

Työssä tutkittiin, millaisin toimenpitein kaasukombivoimalaitosta voidaan käyttää joustavasti sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Joustavan käytön tarve syntyy, kun sekä sähkön hinta että lämmön kulutus vaihtelevat merkittävästi jopa yhden päivän aikana. Joustavan käytön piiriin lukeutuu myös syklittäinen käyttö, jossa toistuvat alas- ja ylösajot hyväksytään tuottojen kasvattamiseksi.

Kirjallisuudessa on käsitelty muun muassa kaasukombivoimalaitosten ylösajojen optimointia mekaaniset reunaehdot huomioiden, syklittäisen käytön vaikutuksia sähkömarkkinoihin sekä kaukolämpöverkon optimaalista käyttöä. Sähköntuotannon kannalta joustavaa käyttöä edesauttavat muun muassa savukaasujen johtaminen ohituspiippuun lämmöntalteenottokattilan ohi, ylösajojen simulointi ja optimointi, sekä mahdollisten minimitehojen alentaminen. Kaukolämmön kannalta lämpöakkujen käyttö on yleisesti todettu hyödylliseksi. Kaukolämpöverkon käytön optimoinnissa voidaan optimoida muun muassa menolämpötilaa pumppaustarpeen vähentämiseksi ja myös voimalaitosten käynnistyskulut voidaan sisällyttää malliin.

Tässä työssä tutkittiin Vuosaaren voimalaitosten (A ja B) käynnistyskysymyksiä, sekä VuB:n osalta myös kaasuturbiinien minimitehon laskua ja reduktioajon kehittämisen hyötyjä. Reduktioajossa osa tai kaikki korkeapainehöyrystä ohittaa höyryturbiinin kaukolämpöntuotannon lisäämiseksi. Laitoksilta pyrittiin etsimään sellaisia rajoitteita ja toimintatapoja, joihin puuttumalla voitaisiin saavuttaa joko ajallisia tai suoraan rahallisia säästöjä joustavan käytön kehittämiseksi. Aineistona käytettiin laitoksen dokumentaatiota ja keskusteluita toimintatapojen selvittämiseksi, sähkön tuntihintahistoriaa skenaarioiden selventämiseksi ja laskelmien tekemiseksi, sekä mittauksia voimalaitoksista niin kaupallisen tuotannon kuin myös vuosihuollon jälkeisten koeajojen ajalta.

Työssä havaittiin useita mahdollisia ja kannattavia tapoja kehittää joustavan käytön ominaisuuksia Vuosaaren voimalaitoksilla. Ensisijaisina toimenpiteinä suositeltiin toimintatapojen täsmällisempää kuvausta vaihtelujen vähentämiseksi, ja pyrkimystä niin suunnitelmalliseen toimintaan, että muutostilanteissa syntyvä lämpö saataisiin nykyistä paremmin hyödyksi kaukolämpönä. VuB:n reduktioajon toimintavarma mahdollistaminen olisi investointina hyvin kannattava. Kaasuturbiinien minimitehoa voisi höyryprosessin kannalta jonkin verran alentaa, ja siitä voi saada taloudellista hyötyä, mutta kyseinen mahdollisuus vaatii vielä lisäselvityksiä. Myös lämmitysprosessin nopeuttamista tietyillä prosessimuutoksilla tutkittiin, ja nekin investoinnit saattaisivat olla kannattavia. Ensisijaisten toimenpiteiden täytäntöönpano helpottaisi myös muiden hankkeiden kannattavuuden lopullista arviointia.

Esimerkkitapausten perusteella yleistäminen on vaikeaa. Voidaan kuitenkin todeta, että nykyisilläkin hinnoilla syklittäinen käyttö voi tarjota tasaista ajoa parempia tuottomahdollisuuksia myös yhteistuotannossa, ja rakennusasteen lasku reduktioajolla sekä minimitehon lasku ovat mahdollisia keinoja joustavan käytön ominaisuuksien kehittämiseksi.

## Lähdeluettelo

1. **Nord Pool Spot.** *History*. [Online] [Viitattu: 4.7.2014.] <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/>.
2. **ENTSO-E.** *Ten-Year Network Development Plan 2012*. Brysseli : ENTSO-E AISBL, 2012.
3. **Ketterer, Janina C.** *The impact of wind power generation on the electricity price in Germany*. 2014, Energy Economics, Vol. 44, s. 270 - 280. ISSN 0140-9883.
4. **Mayer, Johannes.** *Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2013*. [Online] 16.1.2014. [Viitattu 5.6.2014.] <http://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data>.
5. **Wikstén, Ralf.** *Lämpövoimaprocessit*. Helsinki : Otatieto Helsinki University Press, 2009. 164 s. ISBN 978-951-672-365-8.
6. **Mäki, Johanna.** *Kaasukombivoimalaitoksen höyryprosessin tehonkorotusmahdollisuudet*. Aalto-yliopisto, Energiatekniikan laitos, 2013. 56 s. Diplomityö.
7. **Helsingin Energia.** Vuosaaren A voimalaitos - yleiskuvaus. 27.6.2012. Sisäinen dokumentti.
8. **Helsingin Energia.** Vuosaaren B-voimalaitos. 27.6.2012. Sisäinen dokumentti.
9. **Itänen, Jukka.** VuB:n käyttömestari. 2014. Haastattelut Helsingissä kesällä 2014.
10. **Helsingin Energia.** Vuosaaren esittelykalvot. Sisäinen dokumentti.
11. **Espinoza, Neva; Carson, Bill & Roberts, Rick.** *Managing the Changing Profile of a Combined Cycle Plant*. 2014, Power. ISSN 0032-5929.
12. **Microsoft.** *LINREGR*. [Online] [Viitattu: 13.10.2014.] <http://office.microsoft.com/fi-fi/excel-help/linregr-HP005209155.aspx>.
13. **Mellin, Ilkka.** *Tilastolliset menetelmät*. [Online] Elokuu 2008. [Viitattu: 13.10.2014.] Luentomoniste. <https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/mat-1.2600/materiaali>.
14. **Tilastokeskus.** *Polttoaineluokitus 2014*. [Online] 5.2.2014. [Viitattu: 16.6.2014.] [http://tilastokeskus.fi/tup/khkinv/khkaasut\\_polttoaineluokitus.html](http://tilastokeskus.fi/tup/khkinv/khkaasut_polttoaineluokitus.html).
15. **Shirakawa, Masakazu; Nakamoto, Masashi & Hosaka, Shunji.** *Dynamic simulation and optimization of start-up processes in combined cycle power plants*. 1, 2005, JSME International Journal Series B, Vol. 48, s. 122-128. doi: 10.1299/jsmeb.48.122.
16. **Nord Pool Spot.** *The day-ahead market - Elspot*. [Online] [Viitattu: 27.8.2014.] <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/>.
17. **Nord Pool Spot.** *Intraday market*. [Online] [Viitattu: 27.8.2014.] <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market-Elbas/>.

18. **Fingrid.** *Säätösähkön hinta.* [Online] [Viitattu: 27.8.2014.]  
<http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/Sivut/S%c3%a4%c3%a4t%c3%b6s%c3%a4hk%c3%b6n-hinta.aspx>.
19. **Fingrid.** *Säätösähkön määrä.* [Online] [Viitattu: 27.8.2014.]  
<http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/Sivut/saatosahkon-maara.aspx>.
20. **Fingrid.** *Säätötarjouksien summa.* [Online] [Viitattu: 27.8.2014.]  
<http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/Sivut/S%c3%a4%c3%a4t%c3%b6t%arjouksien-summa.aspx>.
21. **Difs, Kristina & Trygg, Louise.** *Pricing district heating by marginal cost.* 2, 2009, Energy Policy, Vol. 37, s. 606 - 616. ISSN 0301-4215.
22. **Keatley, P.; Shibli, A. & Hewitt, N.J.** *Estimating power plant start costs in cyclic operation.* 2013, Applied Energy, Vol. 111, s. 550 - 557. ISSN 0306-2619.
23. **Bass, Robert J.; Malalasekera, Weeratunge; Willmot, Peter & Versteeg, Henk K.** *The impact of variable demand upon the performance of a combined cycle gas turbine (CCGT) power plant.* 4, 2011, Energy, Vol. 36, s. 1956 - 1965. ISSN 0360-5442.
24. **Holdsworth, S.R; Mazza, E.; Binda, L. & Ripamonti, L.** *Development of thermal fatigue damage in 1CrMoV rotor steel.* 24, 2007, Nuclear Engineering and Design, Vol. 237, s. 2292 - 2301. ISSN 0029-5493.
25. **Troy, Niamh; Flynn, Damian & O'Malley, Mark.** *Multi-Mode Operation of Combined-Cycle Gas Turbines With Increasing Wind Penetration.* 1, Feb 2012, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, s. 484-492. ISSN 0885-8950.
26. **Würzburg, Klaas; Labandeira, Xavier & Linares, Pedro.** *Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria .* 2013, Energy Economics, Vol s. 40, Supplement 1, s. S159 - S171. ISSN 0140-9883.
27. **Honkatukia, Juha; Koljonen, Tiina & Lehtilä, Antti.** *30 prosentin vähennystavoitteeseen siirtymisen energia- ja kansantaloudelliset vaikutukset.* Helsinki: Valtion taloudellinen tutkimuskeskus, 2013. 41 s, VATT Tutkimukset 170. ISSN 1795-3340.
28. **Työ- ja elinkeinoministeriö.** *Sähkömarkkinaskenaariot vuoteen 2035.* 2012. Loppuraportti.
29. **Nord Pool Spot.** *Elspot Prices 2012 & 2013.* [Online] 11.5.2014. [Viitattu 12.5.2014.] <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/>.
30. **Albanesi, C.; Bossi, M.; Magni, L.; Paderno, J.; Pretolani, F.; Kuehl, P. & Diehl, M.** *Optimization of the Start-up Procedure of a Combined Cycle Power Plant.* San Diego, USA : IEEE, 2006. Proceedings of the 45th IEEE Conference on Decision & Control. s. 1840 - 1845.

31. **Casella, Francesco & Pretolani, Francesco.** *Fast start-up of a combined-cycle power plant: a simulation study with Modelica*. Wien : Modelica Association, 2006. Proceedings 5th International Modelica Conference. s. 3 - 10.
32. **Shin, J.Y.; Jeon, Y.J.; Maeng, D.J.; Kim, J.S. & Ro, S.T.** *Analysis of the dynamic characteristics of a combined-cycle power plant*. 12, 2002, Energy, Vol. 27, s. 1085 - 1098. ISSN 0360-5442.
33. **Alobaid, Falah; Postler, Ralf; Ströhle, Jochen; Epple, Bernd & Kim, Hyun-Gee.** *Modeling and investigation start-up procedures of a combined cycle power plant*. 12, 2008, Applied Energy, Vol. 85, s. 1173 - 1189. ISSN 0306-2619.
34. **Alobaid, Falah; Ströhle, Jochen; Epple, Bernd & Kim, Hyun-Gee.** *Dynamic simulation of a supercritical once-through heat recovery steam generator during load changes and start-up procedures*. 7-8, 2009, Applied Energy, Vol. 86, s. 1274 - 1282. ISSN 0306-2619.
35. **Alobaid, Falah; Karner, Karl; Belz, Jörg; Epple, Bernd & Hyun-Gee, Kim.** *Numerical and experimental study of a heat recovery steam generator during start-up procedure*. 0, 2014, Energy, Vol. 64, s. 1057 - 1070. ISSN 0360-5442.
36. **Kim, T.S; Lee, D.K & Ro, S.T.** *Analysis of thermal stress evolution in the steam drum during start-up of a heat recovery steam generator*. 11, Elsevier, 2000, Applied thermal engineering, Vol. 20, s. 977-992. ISSN 1359-4311.
37. **Sjödin, Jörgen & Henning, Dag.** *Calculating the marginal costs of a district-heating utility*. 1, 2004, Applied Energy, Vol. 78, s. 1 - 18. ISSN 0306-2619.
38. **Nuorkivi, Arto.** *Kaukolämpöverkon taloudelliset ohjausperiaatteet sähkön ja lämmön yhteistuotannossa*. Teknillinen korkeakoulu, Koneinsinööriosasto, 1986. 142 s. Lisensiaatintutkimus.
39. **Peltomäki, Jaana.** *Kaukolämpöjärjestelmän käytön optimointi kuormituksen ja käyttötilanteiden vaihdellessa*. Teknillinen korkeakoulu, Konetekniikan osasto, 1991. 106 s. Diplomityö.
40. **Anttila, Ismo.** *Kaukolämpöjärjestelmän käytön optimointi kuormituksen ja käyttötilanteiden vaihdellessa*. Teknillinen korkeakoulu, Konetekniikan osasto, 1993. 73 s. Diplomityö.
41. **Marttinen, Timo.** Käyttöpäällikkö, Helsingin Energia. 2014. Haastattelu Helsingissä 25.9.2014.
42. **Joona, Ari.** Yksikön päällikkö, Energia- ja tasehallintapalvelut, Helsingin Energia. 2014. Haastattelu Helsingissä 12.6.2014.
43. **Pylkkö, Asko.** Käyttömestari, VuA. 2014. Haastattelut Helsingissä kesällä 2014.
44. **Sillanpää, Esko.** *LTO kattila 4 ja 5, käynnistys, käyttö ja pysäytys*. Varkaus: FWS OY, 1998. Käyttökäsikirja. Sisäinen dokumentti.
45. **Hanioja, Jyrki.** Vuosaaren voimalaitokset, voimalaitospäällikkö. 2014. Haastattelut Helsingissä kesällä 2014.

46. **Lieuwen, Timothy C. & Yang, Vigor.** *Combustion Instabilities in Gas Turbine Engines - Operational Experience, Fundamental Mechanisms, and Modeling - Progress in Astronautics and Aeronautics, Volume 210.* American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2005. 659 s. ISBN 978-1-56347-669-3.
47. **Anderson, Robert W & van Ballegooyen, Henk.** *Steam Turbine Bypass Systems.* Q4, PSI Media, 2003, Combined Cycle Journal, s. 3-8.
48. **ABB STAL AB.** *Höyryturpiinijärjestelmä, osa 2, käyttö.* 1995. Sisäinen dokumentti.
49. **Helsingin Energia.** *Kaukolämmön energia- ja vesivirtamaksut.* [Online] Toukokuu 1, 2014. [Viitattu 28.8.2014.] <http://www.helen.fi/Kotitalouksille/Palvelumme/Tutustu-kaukolampoon/Hinnat/>.
50. *30.12.1996/ 1260 Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta.* Valtion säädöstietopankki Finlex, Ajantasainen lainsäädäntö. [Online] [Viitattu: 7.10.2014.] <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1996/19961260>.
51. **Kakkonen, Jukka.** *EU:n päästökauppa.* Energiateollisuus, 2013. 43 s.
52. **Energiavirasto.** *Maakaasun hintatilastot.* Maakaasun teollisuuskäyttäjähintojen ja tukkutariffi-indeksin kehitys. [Online] Elokuu 2014. [Viitattu: 5.9.2014.] <http://www.energiavirasto.fi/maakaasun-hintatilastot>.
53. **Nasdaq OMX.** *NASDAQ OMX Commodities.* [Online] [Viitattu: 5.9.2014.] <http://www.nasdaqomx.com/commodities>.
54. **Kohijoki, Esko.** *Vuosaaren A-voimalaitos: Toimintakokeet 1990/1991.* Imatran Voima Oy, 1991. Sisäinen dokumentti.
55. **Turpeinen, Antti.** Keskusvalvomopäällikkö, Helsingin Energia. 2014. Sähköpostikeskustelu 28.8.2014.
56. **Pentronic AB.** *Tolerance classes for Pt100 thermometers.* [Online] Kesäkuu 9, 2009. [Viitattu: 9.10.2014.] [http://www.pentronic.se/media/26454/Tolerance\\_classes\\_Pt100\\_IEC60751-2008.pdf](http://www.pentronic.se/media/26454/Tolerance_classes_Pt100_IEC60751-2008.pdf).

## **Liiteluettelo**

**LIITE 1: REDUKTIOAJON MAHDOLLISTAMA SÄÄSTÖ VUOSINA 2012 JA 2013 (1 SIVU)**

**LIITE 2: VUB:N ERI AJOTAPOJEN KANNATTAVUUS ERILAISILLA SÄHKÖN JA LÄMMÖN HINNOILLA (2 SIVUA)**

**LIITE 3: MINIMITEHON ALENNUKSEN VAIKUTUKSEN LASKENNASSA KÄYTETTY MALLI (2 SIVUA)**

## Liite 1: Reduktioajon mahdollistama säästö vuosina 2012 ja 2013

	Sähköteho [MW]		Tuotantohinta [€/MWh]		Spot keskihinta [€/MWh] <sup>2</sup>	Tulos [€/h]			Tunnit [kpl]	Säästö [€]	Säästö vuodessa [€]
	Min.	Red.	Min.	Red.		Min.	Red.	Δ			
2012	251 <sup>1</sup>	211	28,5	25,2	27,95	-138,0	580,2	718,3	104	74703	271265
					24,37	-1036,6	-175,1	861,5	114,5	98641	
	122	82	27,3	18,3	24,37	-357,5	497,7	855,2	114,5	97920	
2013	251	211	28,5	25,2	27,91	-148,1	571,8	719,9	55	39594	148211
					22,42	-1526,1	-586,6	939,5	58	54491	
	122	82	27,3	18,3	22,42	-595,4	337,8	933,2	58	54125	

<sup>1</sup> P = 251 MW vastaa kahden KT:n minimitehon tilannetta, P = 122 MW yhden kaasuturbiinin tilannetta.

<sup>2</sup> Kts. Taulukko 14, s. 43.



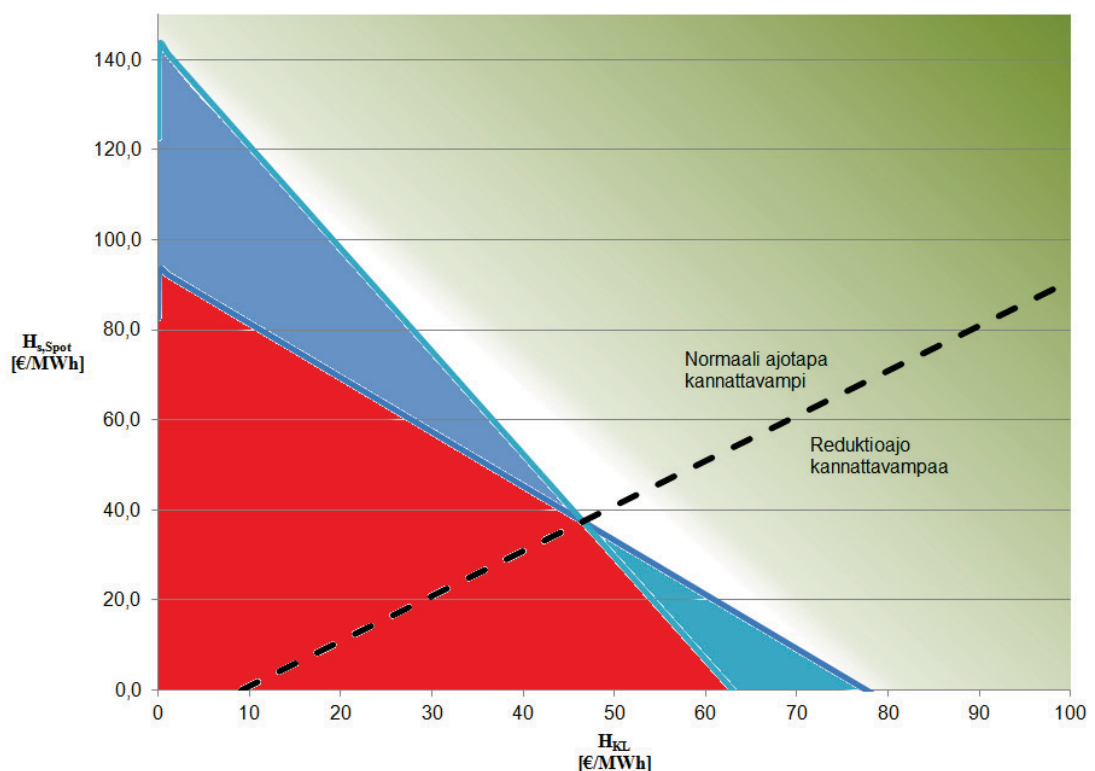
## Liite 2: VuB:n eri ajotapojen kannattavuus erilaisilla sähkön ja lämmön hinnoilla

Kuvissa on esitetty, millaisilla sähkön ja lämmön hinnan yhdistelmillä muutama reduktioajolle sopiva kombinaatio on kannattava. Laskevat suorat kuvaavat yhteistuotantosähkön hintaa korvattavan erillistuotantolämmönhinnan funktiona. Poikkeamana suoraan on piste jossa  $H_{KL} = 0$  €/MWh. Tämä arvo kuvaa sähkön erillistuotantohintaa, jolloin lämpöä ei myydä eikä siitä makseta veroa.

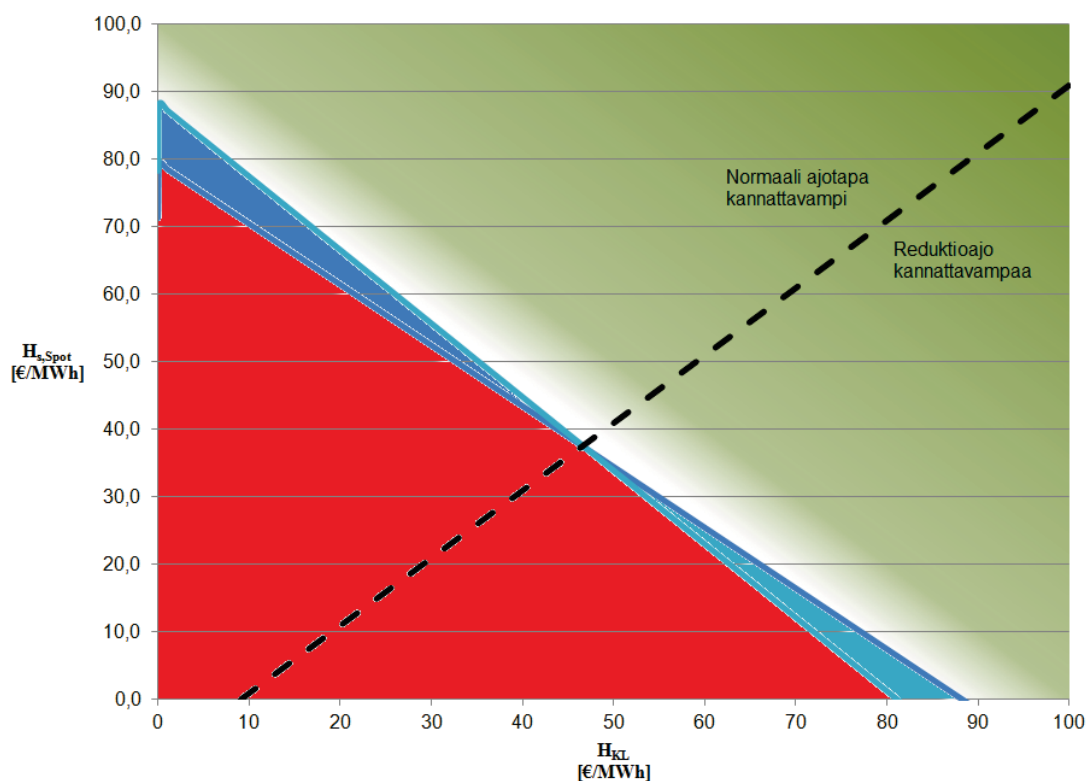
Oletukset luvun 4.5 mukaisesti:

- $H_{pa} = 32,95$  €/MWh
- $H_{po} = 6,4$  €/tCO<sub>2</sub>
- $H_{vero,YT} = 10,199$  €/MWh
- Yhteistuotannon verokerroin 0,9.

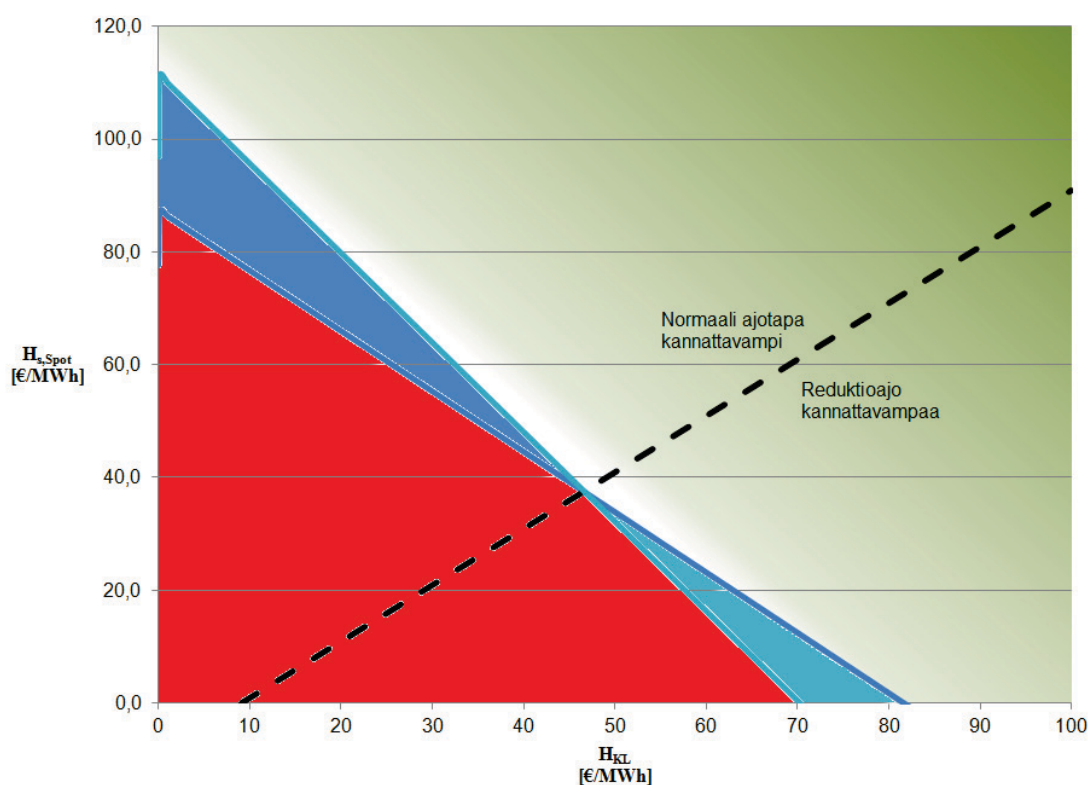
Toinen suora vastaa normaalia ajotapaa ja toinen reduktioajoa mainituilla tehoilla. Punainen alue kuvaa sähkön ja lämmön hintapareja, joilla tuotanto on tappiollista molemmilla ajotavoilla. Vihreällä alueella molemmat ajotavat tekevät voittoa, ja suorien välillä vain toinen tapa on voitollinen. Nouseva, katkoviivoitettu suora kuvaa ajotapojen välisen kokonaistuoton eron nolla-arvoa. Katkoviivoitettu suora ei kulje origosta erillistuotannon ja yhteistuotannon erilaisen verokohtelun vuoksi.



Kuva L2-1: Normaalisti yhden KT:n ja HT:n minimitehon ajotilanteesta HT:n alasajo ja höyryn ohjaus reduktioon.



**Kuva L2-2:** Yhden KT:n ja HT:n peruskuorman ajotilanteesta siirretään 20 MW:n edestä HT:n sähköntuotantoa kaukolämmöksi.



**Kuva L2-3:** Kahden KT:n ja HT:n minimitehoajosta siirretään 50 MW:n edestä HT:n sähköntuotantoa kaukolämmöksi.

### Liite 3: Minimitehon alennuksen vaikutuksen laskennassa käytetty malli

Regressioyhtälöt (ks. luvut 2 ja 5.2.4.2) on esitetty yksiköttömässä muodossa.

Tehoille yksikkönä on MW ja massavirralla t/h.

#### Kaasuturbiinin hyötysuhde sähkötehon funktiona

$$\eta_{KT} = 0,10074 \times \ln(P_{KT}) - 0,1677 \quad (10)$$

Mittausaineisto väliltä  $P_{KT} = 45 \dots 80$  MW.

Estimaatin keskivirhe 0,003199, joka vastaa suurimmillaan n. 1,6 % virhettä hyötysuhteessa.

#### Kattilan höyryntuotto kaasuturbiinin sähkötehon funktiona

$$\dot{m}_{KP} = 1,4729 \times P_{KT} + 56,557 \text{ [t/h]} \quad (11)$$

Mittausaineisto väliltä  $P_{KT} = 45 \dots 80$  MW.

Estimaatin keskivirhe 4,118 t/h, joka vastaa suurimmillaan n. 3,5 % virhettä massavirrassa.

#### HT:n sähköteho KP-höyrymäärän funktiona

$$P_{HT} = 0,3237 \times \dot{m}_{KP} - 17,564 \quad (12)$$

Mittausaineisto väliltä  $\dot{m}_{KP} = 175 \dots 485$  t/h.

Estimaatin keskivirhe 1,51 MW, joka vastaa suurimmillaan n. 3,8 % virhettä sähkötehoissa.

#### Tehojen laskenta

$$\Phi_{pa} = 2 \times \frac{P_{KT}}{\eta_{KT}(P_{KT})} \quad (13)$$

$$P = 2 \times P_{KT} + P_{HT}(\dot{m}_{KP}(P_{KT})) \quad (14)$$

$$\Phi_{KL} = \eta_{kok} \Phi_{pa} - P \quad (15)$$

#### Virhearviointi

Tehoihin ja siten myös hintoihin muodostui suurin virhe minimiteholla  $P_{KT} = 40$  MW. Tällöin suurimmat mahdolliset virheet olivat

$$\frac{\Delta \Phi_{pa}}{\Phi} = 1,6 \%,$$

$$\frac{\Delta P}{P} = 3,1 \%,$$

$$\frac{\Delta \Phi_{KL}}{\Phi_{KL}} = 4,5 \%$$

ja esitetyille sähkön hinnoille

$$\frac{\Delta H_s}{H_s} = 4,5 \%.$$

On lisäksi huomattava, että hyötysuhteen ja höyryntuoton osalta ekstrapoloitiin mittausalueen ulkopuolelle laskettaessa toimintapisteen arvoja kohdassa  $P_{KT} = 40$  MW. Ekstrapoloinnista aiheutunutta virhettä ei ole numeerisesti arvioitu, vaan se oletetaan pieneksi.